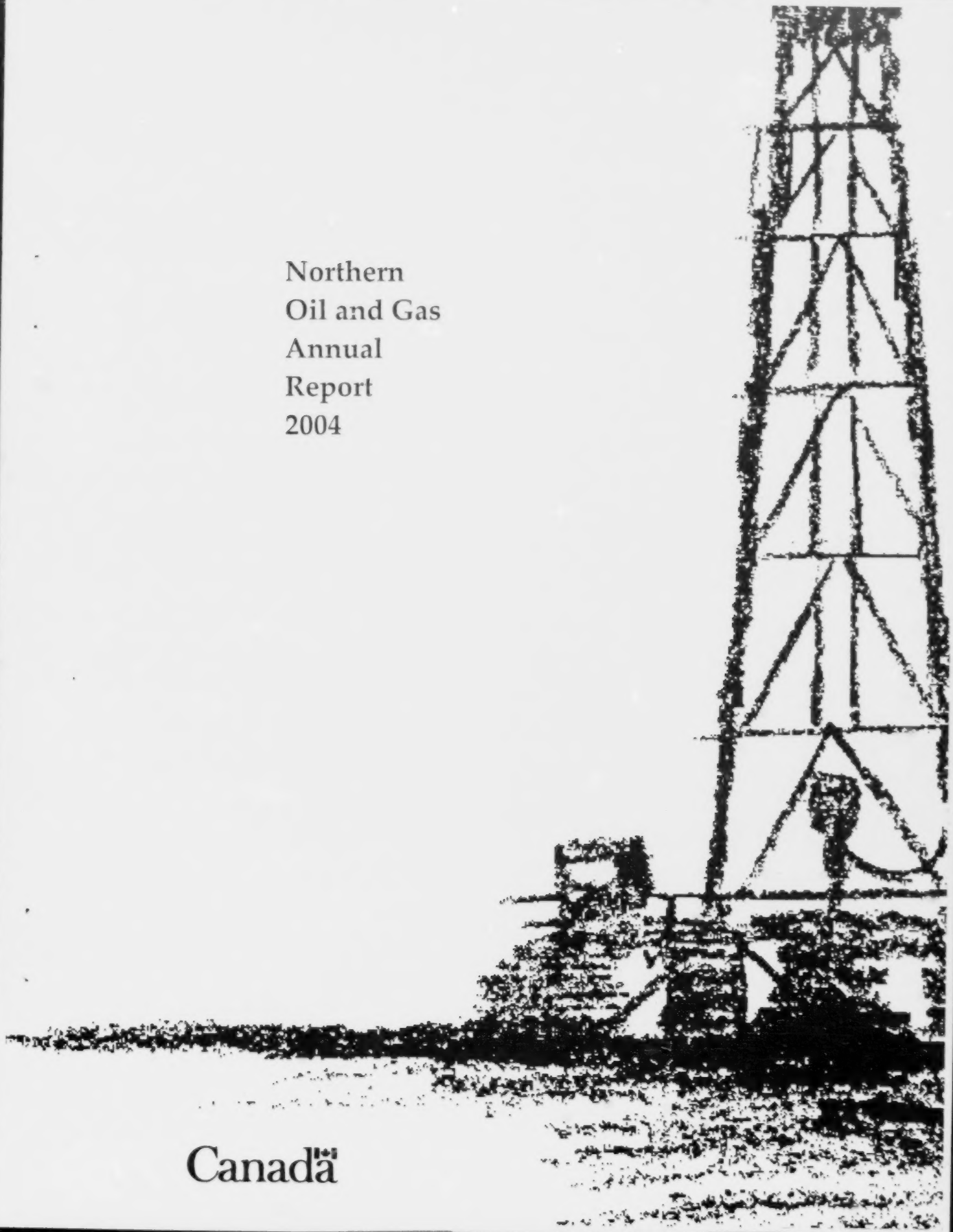
Northern Oil and Gas Annual Report 2004



Canada

Northern Oil and Gas Annual Report 2004

The management of oil and gas resources on Crown lands north of 60° N. latitude in the Northwest Territories, Nunavut and the northern offshore is a federal responsibility carried out by the Northern Oil and Gas Branch of the Department of Indian Affairs and Northern Development.

Petroleum resource management on Crown lands is exercised under federal legislation. The *Canada Petroleum Resources Act* and its regulations govern the granting and administration of Crown exploration and production rights and set the royalty regime. The *Canada Oil and Gas Operations Act* governs the regulation of petroleum operations and associated benefits requirements. Land, royalty and benefit matters are managed by the department on behalf of the Minister of Indian Affairs and Northern Development while the National Energy Board takes the lead role in approval of operations.

Information on the northern oil and gas regime may be found on the web at: http://www.ainc-inac.gc.ca/oil/

Indian and Northern Affairs Canada
Affaires indiennes et du Nord Canada
Canada

Published under the authority of the
Honourable Andy Scott, P.C., M.P.
Minister of Indian Affairs and Northern Development
Ottawa, 2005

© Minister of Public Works and Government Services, Canada

Ce document est également publié en français sous le titre :
Pétrole et gaz du Nord – Rapport annuel 2004

QS-8509-050-EE-A1
Catalogue: R71-47 / 2004E
ISBN: 0-662-40021-6

Message from the Honourable Andy Scott, P.C., M.P.
Minister of Indian Affairs and Northern Development and
Federal Interlocutor for Métis and Non-Status Indians

An important new step towards a major expansion into Canada's North by the oil and gas industry was taken in 2004.

On October 7, project proponents filed their first round of Mackenzie Gas Project applications. This is the largest northern energy project launched in a generation and could be the largest privately-funded infrastructure project ever undertaken in Canada. This project is estimated at over $7 billion and could provide 20,000 direct jobs for Canadians.

These applications involve seven federal departments and agencies which are undertaking a closely coordinated effort to ensure a timely, thorough and fair review is delivered, one which balances the interests of Northerners, Aboriginal peoples, industry and all Canadians.

Development in the north passed a crucial milestone near the end of 2004. On December 14, the Prime Minister, in conjunction with the three northern premiers, announced the framework of the first ever jointly-developed Northern Strategy. This initiative is a key indicator of how much things have changed in the North in recent years. Northerners are taking larger roles on northern management boards, claims and self-government agreements continue to be settled, and partnerships between Northerners and industry are flourishing.

I am also pleased to note that overall investment exploration investment by the oil and gas sector was maintained through 2004. As a result, there were sustained opportunities for employment and business for residents of many remote Northern communities.

I invite you to consult this report for details on the exploration and development of Canada's northern oil and gas resources over the past year.

In accordance with section 109 of the *Canadian Petroleum Resources Act*, I am pleased to table before Parliament this annual report on the administration of oil and gas in the Northwest Territories, Nunavut and the northern offshore for the year ending December 31, 2004.

April 22, 2005

Canada's Frontier Lands

Area under the responsibility of the Minister of Indian and Northern Affairs Canada

Table of contents

NORTHERN OIL AND GAS ACTIVITIES 7
Introduction 7
Oil and gas resources 8

OIL AND GAS MANAGEMENT 10
Rights Issuance 10
Interests Issued in 2004 11
Administration of Interests 13
Exploration licences 13
Security Deposits Being Administered 13
Benefits 13
Environmental Considerations 16
Consultations 16
Environmental Studies Research Funds (ESRF) 16

EXPLORATION ACTIVITY IN THE NORTH 17
Northern Operations 17

DEVELOPMENT AND PRODUCTION 20

ROYALTIES 23
Regulatory Amendments 23
Audits and Assessments 23

FURTHER INFORMATION 24
Northern Oil and Gas Branch 24
Other Sources of Information 25

List of Tables

Table 1: Discovered resource inventory 9

Table 2: Commodity prices 9

Table 3: Exploration licences issued as a result of Calls for Bids 11

Table 4: Land disposition (in hectares) 12

Table 5: Land disposition interest type 12

Table 6: Exploration licences 14

Table 7: Drilling statistics - 2004 18

Table 8: Seismic acquisition 18

Table 9: Oil and gas production 20

Table 10: Oil and gas revenues 23

List of Figures

Figure 1: Wells drilled 19

Figure 2: Seismic acquisition 19

Figure 3: Oil production 21

Figure 4: Gas production 21

Figure 5: Producing fields — Southern Northwest Territories 22

NORTHERN OIL AND GAS ACTIVITIES

Introduction

Oil and gas exploration has had a long history in the North, going back to the discovery well drilled at Norman Well in the 1920s with distinct cycles of exploration occurring from the 1960s to 1985.

Current interest in the North dates from the mid 1990s. Oil and gas exploration and investment began to return to the North in 1995 with the issuance of new exploration licences by the Crown in the southern Northwest Territories, closely followed by the central Mackenzie Valley. In 1999 and 2000 this interest extended north when companies acquired exploration rights to lands across much of the Mackenzie Delta and adjacent offshore. Although no interests have been issued in the southern Northwest Territories since 1996, oil and gas activities have been sustained through 2004 in the central Mackenzie Valley and in the Beaufort Sea - Mackenzie Delta regions.

The North is recognized as holding an important percentage of Canada's undeveloped oil and gas potential. Canada's Northwest Territories, Nunavut and Arctic Offshore host an estimated 33 percent of Canada's remaining conventionally recoverable resources of natural gas and 25 percent of the remaining recoverable light crude oil. About half of these potential resources are in the western Arctic -- strategically located north of existing infrastructure in the western Provinces. Today, with conventional crude and natural gas production entering decline in the traditional producing areas of the western provinces, northern resources are of keen interest to oil and gas companies, an interest spurred by continuing high oil and gas prices. There have been two focal points of activity; in the Sahtu region of the central Mackenzie Valley and in the Mackenzie Delta. In contrast, the southern Northwest Territories has seen a rapid decline in exploration activity due to the expiry of exploration licences issued in the mid 1990s. While the potential for sustained growth in industry investment in this region is excellent, much depends on the issuance of new exploration rights following future resolution of matters outstanding between the Crown and First Nations in the southern Northwest Territories.

Given the potential of the western Arctic, continuing investment in new exploration can provide a source of sustainable long term growth in economic opportunities. However, much of this activity is contingent on the commitment to build the Mackenzie Gas Project (MGP), and the consequent opportunity to develop and produce new gas discoveries should they be made. The submission to regulators of the Environmental Impact Statement for the MGP by the Producers Group in the Fall 2004 was a significant step towards the realization of this important project. The MGP, initially based on production from three gas fields in the Mackenzie Delta, will serve to open up the western Arctic to investment in further petroleum exploration and development both onshore within the Territories and subsequently in the Arctic offshore.

The year 2004 saw the number of new exploratory wells maintained at 2003 levels in

the Mackenzie Delta (3 wells) and increasing marginally in the Sahtu region of the central Mackenzie Valley (6 wells). The Colville Hills of the central Mackenzie Valley was an area of continuing promise as a natural gas play. The encouraging initial response by companies to the 2004 call for industry nominations for new exploration lands in this region augurs sustained growth in activity over the coming years. Of note is that companies are exploring both Crown and private lands in this region.

Despite the decline in exploratory activity, companies drilled ten wells in the southern Northwest territories. Of these only two were classified as exploratory; the remainder were drilled to further develop gas and oil production from the Cameron Hills field, and gas production from the Liard and west Liard fields.

At year end, seven oil and gas fields were on production in the Northwest Territories. No fields were producing from Nunavut or offshore Arctic waters. Of the producing fields, four gas fields and one oil and gas field are located in the southern Northwest Territories, the Norman wells oil field is in the central Mackenzie Valley, and the Ikhil gas field is in the Mackenzie Delta. Royalties for 2004 decreased by 16 percent due to lower gas production in the southern Northwest Territories. Higher prices for both oil and gas served to partially offset lower production in determining the royalty amount.

Oil and Gas Resources

Canada's Northwest Territories, Nunavut, and Arctic Offshore hold an estimated 33 percent of Canada's remaining conventionally recoverable resources of natural gas and 25 percent of the remaining recoverable light crude oil (Drummond Consulting, 2002 – unpublished report).

Potential natural gas resources are roughly split between the Northwest Territories (2.3×10^{12} m^3 or 82 trillion cubic feet – tcf) and Nunavut (2.0×10^{12} m^3 or 71 tcf). (These numbers include the portion lying beneath offshore waters adjacent to the Territories). The Northwest Territories has an ultimate potential for crude oil estimated at 0.9×10^9 m^3 (5.7 billion barrels) and Nunavut has a potential of 0.43×10^9 m^3 (2.7 billion barrels).

Although remote from most existing production infrastructure, the most accessible of these potential resources lie between the border with the provinces at 60 degrees north (60°N) and the Beaufort Sea in a broad corridor running between the Rocky Mountains and the Canadian Shield. This region, comprising much of the Northwest Territories and adjacent Arctic offshore, is estimated to contain 49 percent of the recoverable gas and 58 percent of the recoverable oil in the northern Canada with the Beaufort Sea-Mackenzie Delta Basin by far the largest potential contributor.

North of 60, the southern Northwest Territories is currently the largest producer of natural gas and the Norman Wells oil field in the central Mackenzie Valley continues to be the major oil producer. In the Beaufort Sea-Mackenzie Delta Basin, major gas fields at Taglu, Parsons Lake and Niglintgak are the expected anchor fields for the Mackenzie Gas Project. Some 50 other discoveries in this basin have potential for subsequent development, including Amauligak, a major offshore discovery of both oil and gas.
Although not currently under consideration

for conventional development because they are so remote, resources in the Arctic Islands are comparable in natural gas potential to the Beaufort Sea-Mackenzie Delta region. The most promising discoveries are those in the Sverdrup Basin, where past exploration efforts have proven the existence of major gas fields at Drake Point and nearby Hecla with combined resources on 182 x 10^9 m^3(6.5 tcf).

Table 1: Discovered Resource Inventory

Region	Crude Oil 10^6 m^3	Million barrels	Natural gas 10^9 m^3	Trillion cubic feet
Northwest Territories	70.5	(443)	178.3	(6.3)
Nunavut	0.9	(6)	190.7	(6.7)
Arctic Offshore	193.0	(1214)	506.5	(17.9)
Total	264.4	(1663)	875.5	(30.9)

Compiled and integrated from several published sources which may underestimate or overestimate actual field resources

Table 2: Commodity prices

	January 2004	December 2004	Average 2004
Oil - C$ per m^3 (Average at Edmonton)	274.13	322.97	333.87
Gas - C$ per GJ (Average AECO)	6.58	7.47	6.52

Sources: Natural Resources Canada

OIL AND GAS MANAGEMENT

Rights Issuance

The department provides industry with an annual opportunity to obtain exploration rights in Northwest Territories and areas of Nunavut and the northern offshore. The exploration rights are made available on terms prescribed under the *Canada Petroleum Resources Act* and supported by northerners.

A Call for Nominations has preceded each Call for Bids. The Call for Nominations enables industry to specify blocks of land of interest. The department consults with Aboriginal groups to ensure that their views are considered in the rights issuance process. Crown rights are issued pursuant to an open, competitive bidding process. A single bid evaluation criterion - currently the total expenditure that a bidder would spend on exploration of the land block - is used to determine the successful bidder who is issued an exploration licence of up to nine years. The successful bidder is required to spend the dollar value of the proposed work during the first four or five years of the licence and drill one well during this first period.

In accordance with the provisions of land claims settlement agreements, the department seeks the views of aboriginal communities and organizations prior to rights issuance on the terms and conditions of the issuance and related matters. The department is also working towards establishing measures that would meet the needs and provide economic opportunities for those areas without a land claim settlement, primarily in the southern Northwest Territories.

In recent years, the Government of Canada and the Northwest Territories government approved the Protected Areas Strategy (PAS) for the Northwest Territories, to conserve the biological diversity and associated natural and cultural resources in the Northwest Territories. During the consultations with Aboriginal groups on rights issuance, a review is also completed to ensure that lands that may have been nominated through the PAS process are not included in the calls.

Late in 2003, three Calls for Nominations were launched with closing dates of January 30, 2004. The call areas were the Central Mackenzie Valley, the Mackenzie Delta / Beaufort Sea and Arctic Islands of Nunavut and surrounding offshore areas.

The results of the Calls for Nominations were one parcel nominated in the Mackenzie Delta / Beaufort Sea and five parcels nominated in the Central Mackenzie Valley. No nominations were received for the Arctic Islands of Nunavut.

All six parcels were posted in a subsequent Call for Bids which closed on June 07, 2004. On June 08, 2004, the successful bidders were announced and five new Exploration Licences were issued; EL422 in the Mackenzie Delta / Beaufort Sea and EL423 to EL426 in the Central Mackenzie Valley. One parcel in the Central Mackenzie Valley did not receive a bid.

Three Calls for Nominations closed at calendar year-end (2004); one for the Central Mackenzie Valley and one for the Mackenzie Delta / Beaufort Sea (each of which closed on December 17, 2004); and one for the Arctic Islands of Nunavut and surrounding offshore areas (which closed on December 23, 2004). Nominated parcels would be subject to a Call for Bids launched in January 2005 which would be open for the statutory minimum of 120 days.

Interests Issued in 2004

One new exploration licence - EL422 to Chevron Canada Resources and BP Canada Energy Company - was issued as a result of the successful Call for Bids in the Mackenzie Delta / Beaufort Sea;

Four new exploration licences were issued as a result of the successful Call for Bids in the Central Mackenzie Valley. These include: EL423 to Northrock Resources Ltd., Husky Oil Operations Limited, EOG Resources Canada Inc., International Frontier Resources Corporation and Pacific Rodera Energy Inc.; EL424 to Paramount Resources Ltd.; EL425 to Petro-Canada and EL426 to Paramount Resources Ltd. and Apache Resources Ltd.

A total of six production licences were issued in the Cameron Hills area of the NWT. Three were issued to Paramount Resources Ltd. (PL19 to PL21) and three were issued to Paramount Resources Ltd. and Marathon Canada Limited (PL22 to PL24). With the issuance of these six new production licences, a total of 12 production licences have been issued for the Cameron Hills area during the last 3 years.

Although both Significant Discovery Declarations and Significant Discovery Licence applications have been received for land in the Fort Liard area, no significant discovery licences were issued during 2004.

During 2004, one licence (EL398) was surrendered and a partial surrender was processed for one other licence (EL419).

Table 3: Exploration licences issued as a result of calls for bids

Region	Number and date of licences issued	Licence time-limit (in years)
Southern NWT (Fort Liard)	4 - April 1996	7 (4+3)
Central Mackenzie Valley	7- May 1997	8 (4+4)
	6 - Aug. 2000	8 (4+4)
	5 - Sept. 2001	8 (4+4)
	1 - May 2003	8 (4+4)
	4 - June 2004	8 (4+4)
Beaufort Sea / Mackenzie Delta	2 – Jan. 1997	9 (5+4)
	4 - Sept. 1999	9 (5+4)
	6 - Aug. 2000	9 (5+4)
	2 - May 2002	9 (5+4)
	1 - June 2004	9 (5+4)

Table 4: Land disposition (in hectares) as of December 31, 2004

Region	Exploration Licence	Production Licence	Significant Discovery Licence	Total
Arctic Islands	0	1,224	395,965	397,189
Beaufort Sea	920,318	16,618	169,350	1,106,286
Eastern Arctic Offshore	931,640	0	11,184	1,805,324 [1*]
Hudson Bay	0	0	0	126,376 [2*]
Mackenzie Delta	786,429	2,506	112,037	900,972
Mackenzie Valley	1,360,136	32,842	87,906	1,509,675 [3*]

* Former Permits and/or Pioneer Leases

1 Includes 862,500 hectares in restricted area/under former rights

2 Includes 126,376 hectares in restricted area/under former rights

3 Includes 28,791 hectares under former rights

Table 5: Land disposition interest type as of December 31, 2004

Region	Exploration Licence	Production Licence	Significant Discovery Licence	Former Rights [1]
Arctic Islands	0	1	20	0
Beaufort Sea	4	1	31	0
Eastern Arctic Offshore	1	0	1	30
Hudson Bay	0	0	0	8 [2]
Mackenzie Delta	11	1	34	0
Mackenzie Valley	19	21	29	17

1 Former Permits and/or Pioneer Leases

2 Permits under the administration of the Minister of Indian Affairs and Northern Development but north of the administrative convenience line

Administration of Interests

Exploration licences

There were 35 exploration licences active at the end of 2004. This includes those exploration licences for which significant discovery licences have been applied for pending the National Energy Board's (NEB) decision or decisions on the application for significant discovery declaration(s) (SDD) based on the exploratory work conducted. The NEB reviews the data submitted by the applicant in support of its application for the SDD.

Each exploration licence issued as a result of a Call for Bids, requires the interest holder to submit 25 percent of the work expenditure bid as a deposit to ensure that the proponent fulfills the requirement to drill a well within Period 1. During the remaining term of the licence (Period 2), rentals are paid.

Both the work deposit required for Period 1 and the rentals in Period 2 are refundable upon completion and approval of the work undertaken on the licence. Administration of the deposits includes the application of the allowable expenditures which are submitted as exploratory work is completed. Deposit administration is ongoing throughout the year as new deposits are received for the rentals due in Period 2 and / or amendments are made with respect to those already in the system.

Security deposits being administered as of December 31, 2004

Refundable work deposits of Period 1 (refunded at $1 for each $4 spent) = $154,285,750.
Refundable rentals of Period 2 (refunded at $1 for each $1 spent) = $5,745,536.

Benefits

Exploration activity in the north was maintained and Northerners and northern firms continued to respond positively and benefit from the opportunities arising from oil and gas activity. When oil and gas exploration and development are undertaken in the Northwest Territories, Nunavut and the northern offshore the proponent must ensure full and fair access to employment, training and business opportunities for Northerners and northern businesses, and provide first consideration to qualified Northerners and competitive northern businesses. The seasonal nature of employment in the oil and gas industry's northern exploration activities fits well with the dual traditional economy/wage economy of many communities.
Higher levels of exploration in the Central Mackenzie Valley and, to a lesser extent, ongoing exploration in the Mackenzie Delta and development in the Southern Mackenzie Valley have created significant employment, training and procurement opportunities for Northerners and northern firms. The communities of Colville Lake, Fort Good Hope and Tulita continued to see significant oil and gas exploration activity and increased levels of local employment and business contracting.

Table 6: Exploration Licences

Licence Number	Area (ha)	Representative [1]	Issue date (y.m.d)	Well to be drilled by (y.m.d)		Expiry date (y.m.d)	Work bid amount (in $)
Eastern Arctic Offshore							
EL297 [2]	931,640	CanNat Resources Inc.	1998.07.14	2007.07.14		2007.07.14	
Beaufort Sea/Mackenzie Delta							
EL317 [3]	175,810	Talisman Energy Inc.	1986.10.05	n/a			n/a
EL329 [3]	349,982	BP Canada Energy Resources	1987.09.05	n/a			n/a
EL384 [4]	86,685	Encana West Ltd	1997.01.06	2006.01.05	✓	2006.01.05	-
EL385 [4]	128,327	Encana West Ltd	1997.01.06	2006.01.05		2006.01.05	-
EL394	73,155	Burlington Resources Canada	1999.09.18	2004.09.17	✓	2008.09.17	42,375,000.00
EL403	75,650	Shell Canada	2000.08.15	2005.08.14		2009.08.14	35,000,000.00
EL404	73,608	BP Canada Energy	2000.08.15	2005.08.14	✓	2009.08.14	76,675,288.00
EL405	76,307	Petro-Canada	2000.08.15	2005.08.14	✓	2009.08.14	46,454,620.66
EL406	72,523	Petro-Canada	2000.08.15	2005.08.14	✓	2009.08.14	81,876,595.88
EL407	71,515	Anadarko Canada Corp	2000.08.15	2005.08.14		2009.08.14	2,421,350.84
EL417	18,912	Chevron Canada	2002.05.14	2007.05.13		2011.05.13	13,200,000.00
EL418	37,436	Devon ARL Corporation	2002.05.14	2007.05.13		2011.05.13	1,100,000.00
EL419 [5]	72,311	Petro-Canada	2002.04.18	2004.09.17	✓ [7]	2008.09.17	105,293,760.00
EL420 [5]	338,469	Devon ARL Corporation	2002.08.15	2005.08.15	[7]	2009.08.14	224,069,655.56
EL422	56 057	Chevron Canada	2004.06.08	2009.06.08		2013.06.07	61,883,000.00
Mainland - Southern Northwest Territories							
EL382 [6]	25 335	Paramount Resources	1996.04.10	2000.04.09	✓	2003.04.09	1,100,000.00
EL383 [6]	25 515	Anadarko Canada Corp	1996.04.10	2000.04.09	✓	2003.04.09	1,224,400.00

Licence Number	Area (ha)	Representative [1]	Issue date (y.m.d)	Well to be drilled by (y.m.d)		Expiry date (y.m.d)	Work bid amount (in $)
Mainland – Central Mackenzie Valley							
EL386	117,650	Devlan Exploration	1997.05.05	2001.05.04	✓	2005.05.04	1,072,000.00
EL391	31,967	Northrock Resources	1997.05.05	2001.05.04	✓	2005.05.04	4,000,000.00
EL392	23,652	Encana West Ltd.	1997.05.05	2001.05.04	✓	2005.05.04	8,466,460.00
EL397	134,565	Northrock Resources Ltd.	2000.08.01	2004.07.31	✓	2008.07.31	16,580,000.00
EL399	120,496	Apache Oil	2000.08.01	2004.07.31	✓	2008.07.31	8,400,000.00
EL400	118,060	Canadian Natural Resources Limited	2000.08.01	2004.07.31	✓	2008.07.31	17,500,000.00
EL401	50,188	EOG Resources Canada Inc.	2000.08.01	2004.07.31	✓	2008.07.31	12,750,000.00
EL412	68,772	Canadian Forest Oil	2001.09.18	2005.09.17		2009.09.17	1,867,911.00
EL413	80,464	Devlan Exploration	2001.09.18	2005.09.17	✓	2009.09.17	2,000,000.00
EL414	84,880	Apache Oil	2001.09.18	2005.09.17		2009.09.17	10,750,000.00
EL415	83,216	Hunt Oil	2001.09.18	2005.09.17		2009.09.17	1,260,000.00
EL416	80,510	Northrock Resources Ltd.	2001.09.18	2005.09.17		2009.09.17	1,526,430.00
EL421	79,668	Cdn.Forest Oil Ltd.	2003.05.28	2007.05.28		2011.05.28	1,108,650.00
EL423	90,632	Northrock Resources	2004.06.08	2008.06.07		2012.06.07	24,800,000.00
EL424	80,608	Paramount Resources	2004.06.08	2008.06.07		2012.06.07	8,100,000.00
EL425	27,230	Petro-Canada	2004.06.08	2008.06.07		2012.06.07	22,000,000.00
EL426	36,728	Paramount Resources	2004.06.08	2008.06.07		2012.06.07	8,100,000.00

1 These representatives are current to date of draft i.e. February 2005
2 Amended per s. 26(4) of the CPRA, originally issued pursuant to the Canada Oil and Gas Land Regulations.
3 Under work prohibition orders.
4 Land exchange for Cape Bathurst former permits.
5 Consolidation per s. 25(3) of the CPRA
6 Pending SDD determination by NEB
7 Note that on consolidated licences, one well may not be sufficient to hold all lands in the licence, depending on the terms and consolidation.
√ Well requirement met as of year end. The drilling of one exploratory or delineation well prior to the end of Period 1 of the term is a condition precedent to obtaining tenure to Period 2. Other drilling requirements may be required for licences issued in exchange of former permits.

The Northern Oil and Gas Branch in the National Capital Region, works closely with the Petroleum Development Division (Division) in INAC's Northwest Territories Regional Office in Yellowknife. The Division has had the lead responsibility for the administration of benefits plans for exploration activities in the Northwest Territories. The Division maintains open communications with the Inuvialuit, First Nations and northern communities and works to understand better their benefits issues and concerns and to increase public understanding of the benefits plan requirement. The Division is in the process of taking on the lead role in the annual rights issuance discussions with northern communities

Environmental Considerations

Consultations

Before issuing a Call for Nominations, consultations are held with northern Aboriginal groups to identify areas of environmental sensitivity, including ones holding special interest for cultural or spiritual reasons. The Department of Indian Affairs and Northern Development also consults with other federal departments, territorial governments, and agencies. Environmental considerations play an important role when issuing land use permits, water licences, and all work authorizations. The terms and conditions of a Call for Nominations and Bids reflect the results of this consultation process.

Environmental Studies Research Funds (ESRF)

Under the *Canada Petroleum Resources Act*, the ESRF finances environmental and social studies related to the exploration and development of oil and gas resources on frontier lands.

Continuing with the resurgence of oil and gas activity in the North, as well as forecasting the need for continuing state of the art research, the ESRF Management Board continued their study program for 2004, funded by a levy agreed to by industry representatives and approved by the minister. The study program approved for the North by the ESRF Management Board for 2004 amounts to $547,043.

105-07482/

EXPLORATION ACTIVITY IN THE NORTH

Northern Operations

Expenditures on oil and gas activities are estimated at $184 million in 2004, compared with $182 million in the previous year. The estimate includes costs for exploration, delineation and development drilling; well completion and abandonment; and geophysical and geological programs. Well costs amounted to $132 million of this total with the balance largely made up by 3D seismic surveys. New drilling was down over the previous year, with only 19 new wells drilled, eleven of which were classified as exploratory. Overall, exploration activity was sustained in the Mackenzie Delta, increased in the Central Mackenzie (Sahtu) and declined sharply in the southern Northwest Territories. Field development activities were limited to the southern Northwest Territories, principally in the Cameron Hills Field.

There were no oil and gas operations in Nunavut or the northern offshore.

Drilling operations are summarized in the Drilling Statistics 2004 Table. Total metres drilled in the Northwest Territories fell to 28,418 m from a high of 52,725 m in 2003. In the central Mackenzie Valley, exploratory drilling was concentrated in the Colville Hills of the central Mackenzie (Sahtu) District (4 new wells), the Mackenzie Plain south of Tulita and west of the Mackenzie River (1 well), and east of the Mackenzie River north of Fort Good Hope (1 well). Two of the Colville Hills wells were drilled on Sahtu Private lands.

In the Mackenzie Delta, two exploratory wells were drilled early in 2004, and one was commenced just before the end of the year, thanks to early freeze up.

The number of wells drilled in the entire Northwest Territories in 2004 was equalled last year by wells drilled in the southern Northwest Territories alone. This year, only two exploratory wells were drilled in the southern Northwest Territories – an abrupt decline which reflected the termination of exploration licences.

Drilling operations commenced on January 12, 2004 in the southern Northwest Territories, January 16 in the central Mackenzie Valley and on February 4 in the Mackenzie Delta. Winter well operations ended between March 21 and 24 in the southern and central NWT, except for operations supported by all weather roads. One summer well was drilled at an accessible location very close to the Mackenzie River. On the Mackenzie Delta, drilling operations were suspended on April 23.

Eight industry geophysical and geological programs were authorized by the National Energy Board in 2004. This total comprised four field seismic acquisition programs totalling 189 km of 2-dimensional (2D) in one program and 804 km^2 of 3D seismic. In addition, one geological/geochemical sampling program and two geological field parties were authorized. One program represents purchase and reprocessing of data with no related field component. The geological/geophysical programs are summarized in the table.

Table 7: Drilling Statistics - 2004

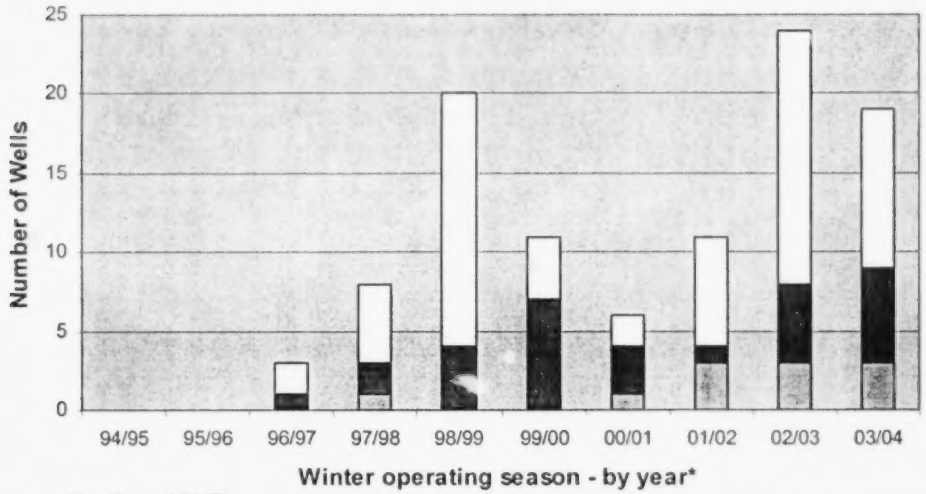
WELL NAME	LAT	LONG	CLASS[1]	Total Depth (m)	Meters drilled in 2004	Begun	Rig Released	STATUS[2]	RIG	LICENCE[3]
Southern Northwest Territories										
ANADARKO ARROWHEAD RIVER F-56	60.5917	-122.9295	D	2847	367	21-Jan-04	6-Feb-04	P&S	Shehtah 5E	EL383
ANADARKO ARROWHEAD RIVER K-35	60.5773	-122.8631	E	2812	2160	7-Feb-04	25-Feb-04	P&S	Shehtah 4	EL383
ANADARKO EMILE LAKE A-77	60.7693	-122.7261	E	2265	2265	2-Mar-04	21-Mar-04	P&S	Akita 37	SDL013
CHEVRON ET AL LIARD 3K-29[4]	60.4784	-123.5845	D	3692.7	3692.7	12-Jan-04	23-Feb-04	P&S	Akita 58E	PL09
PARAMOUNT ET AL CAMERON B-38	60.1204	-117.6053	P	1652	1647.4	22-Feb-04	5-Mar-04	P&S	Precision 247	PL14
PARAMOUNT ET AL CAMERON C-16	60.0842	-117.5496	D	1454	1449.4	7-Mar-04	16-Mar-04	P&S	Precision 247	SDL103
PARAMOUNT ET AL CAMERON F-19	60.1385	-117.5543	D	1481	1476	4-Feb-04	11-Feb-04	P&S	Concord 31	PL05
PARAMOUNT ET AL CAMERON K-19	60.1439	-117.5519	D	1484	1478.5	12-Feb-04	20-Feb-04	P&S	Precision 247	PL05
PARAMOUNT ET AL CAMERON O-19	60.1463	-117.5446	D	1659	1659	13-Jan-04	25-Jan-04	P&S	Concord 31	PL05
CHEVRON ET AL LIARD 2M-25[5]	60.4142	-123.5873	P	4324	4315	31-Mar-04	13-Jun-04	P&S	Akita 48UE	PL11
Central Mackenzie Valley										
APACHE PARAMOUNT LAC MAUNOIR C-34	67.2173	-125.1157	E	945	939.8	6-Feb-04	23-Feb-04	P&S	Akita 51	EL399
APACHE PARAMOUNT VEST NOGHA K-14	66.5609	-126.0508	E	1404	1398.3	1-Mar-04	21-Mar-04	P&S	Akita 51	SA
DEVLAN MOOSE LAKE D-07	66.3887	-125.9000	E	900	895	30-Aug-04	9-Sep-04	P&A	Akita 51	EL413
ECA ET AL BEGADÈH J-66	64.5919	-125.1996	E	1425	1420.6	28-Jan-04	15-Feb-04	P&A	Akita 55	EL392
NORTHROCK ET AL SUMMIT CREEK B-44	64.3940	-125.8896	E	3064	3057.8	16-Jan-04	24-Mar-04	P&S	Akita 40	EL397
PARAMOUNT APACHE NOGHA B-23	66.5349	-125.8259	E	1476	1471.5	9-Feb-04	19-Mar-04	P&S	Nabors 62	SA
Mackenzie Delta										
CHEVRON ET AL ELLICE I-48	69.1261	-135.9260	E	3806	3793.3	4-Feb-04	16-Apr-04	P&S	Akita Equtak 63	EL404
CHEVRON ET AL OLIVIER H-01	69.1719	-136.0040	E	3510	458	19-Dec-04			Akita 63	EL422
ENCANA ET AL UMIAK N-16	69.4314	-134.3154	E	3101	3091.5	18-Feb-04	23-Apr-04	P&S	Akita Equtak 62	EL394

[1] Class E=exploratory, D=delineation, P=production
[2] Status P&S=plugged and suspended, P&A=plugged and abandoned , PR=production
[3] Licence EL=Exploration Licence, SDL=Significant Discovery Licence, PL=Production Licence, SA=Sahtu Lands
[4] Changed to Paramount et al Liard 3K-29 during the year
[5] Changed to Paramount et al Liard 2M-25 during the year

Table 8: Seismic acquisition

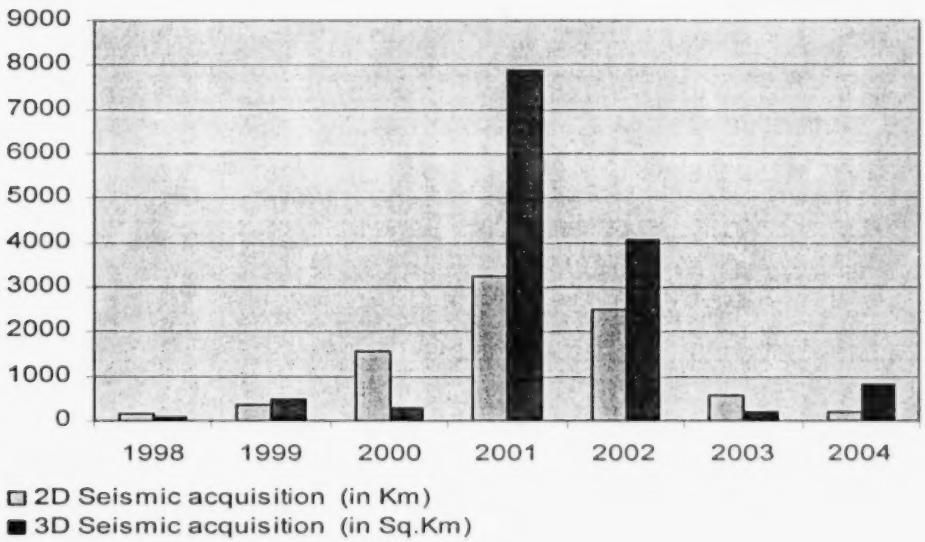
	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004
2D Seismic (in Km)	171.0	381.0	1554.0	3251.0	2506.0	586.0	189.0
3D Seismic (in Sq.Km)	94.5	485.0	307.0	7893.0	4060.0	194.0	804.0

Figure 1: Wells drilled



*Excludes Norman Wells development drilling

Figure 2: Seismic acquisition



DEVELOPMENT AND PRODUCTION

At year-end, seven oil and gas fields were on production in the Northwest Territories. No fields were producing from Nunavut or offshore Arctic waters. Of the producing fields, four gas fields and one oil and gas field are located in the southern Northwest Territories, the Norman Wells oil field in the central Mackenzie Valley, and the Ikhil gas field on the Mackenzie Delta.

Total natural gas production in the Northwest Territories was 713.0 x 10^6 m^3 in 2004, 27 percent lower than the previous year. This can be mainly attributed to a large decline in rates from the Fort Liard "K-29" field.

Total oil production was 1235.3 x 10^3 m^3 (7.8 million barrels), a drop of 4 percent over the previous year. Of this amount, 96 percent was from Imperial Oil's Norman Wells field. Paramount's Cameron Hills field in the southern Northwest Territories provided the remaining four percent.

Table 9: Oil and Gas Production

	1999	2000	2001	2002	2003	2004
Oil Production (thousands of m^3)						
Norman Wells* (G001 - Imperial Oil)	1549.1	1434.3	1432.2	1375.4	1254.6	1186.7
Cameron Hills (G010 - Paramount)				1.1	28.5	48.6
Total	**1549.1**	**1434.3**	**1432.2**	**1376.5**	**1283.1**	**1235.3**
Gas Production (millions of m^3)						
Norman Wells* (G001 - Imperial Oil)	126.5	125.6	130.2	123.3	108.6	103.7
Pointed Mountain (G003 - Canadian Forest Oil)	21.0	17.1	9.2	Shut-in	Shut-in	Shut-in
Ikhil (G005 - AltaGas)	3.3	10.0	13.2	14.8	15.2	16.1
Fort Liard (G-006 -"F-36" - Paramount)		66.3	71.8	38.8	16.5	11.2
Fort Liard (G007 - "K-29" - Paramount**)		490.1	1213.6	834.1	680.3	465.4
Fort Liard (G008 - "P-66A" - CNRL)		60.1	1.8	Shut-in	9.8	Shut-in
Southeast Fort Liard (G009 - "N-01" - Paramount)			33.2	61.9	51.1	48.1
Cameron Hills (G010 - Paramount)				124.1	98.9	68.5
Total	**150.8**	**769.2**	**1472.9**	**1197.0**	**980.4**	**713.0**

Notes:
* Field Code "G00_" assigned by the National Energy Board
** Change in operator from Chevron to Paramount during 2004

Figure 3: Oil production

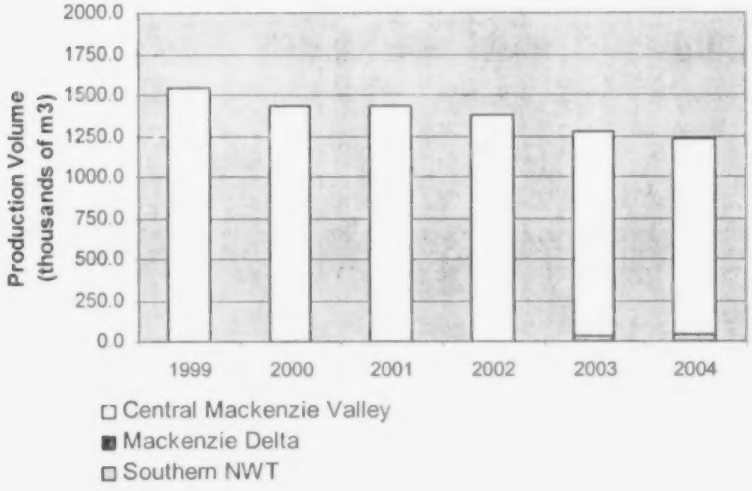


Figure 4: Gas production

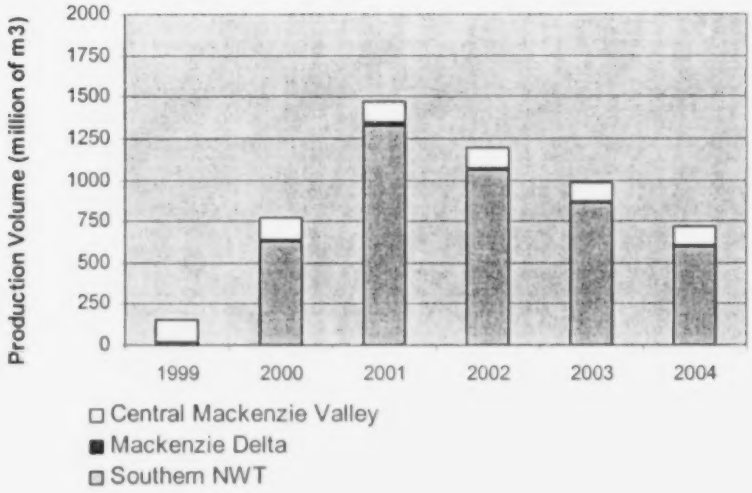
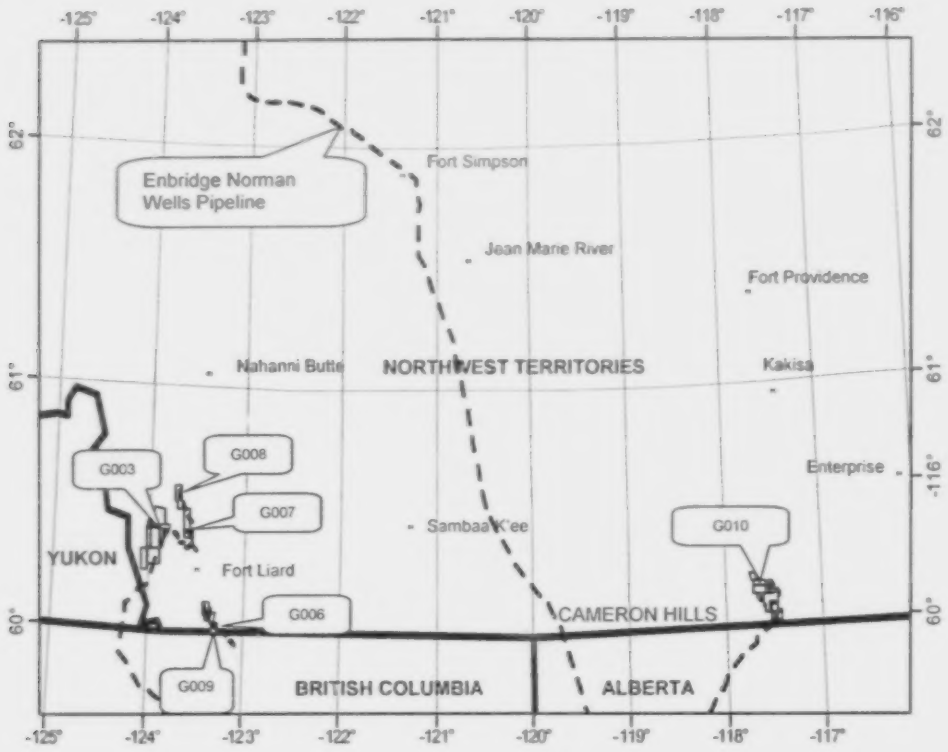


Figure 5: Production fields – Southern Northwest Territories



Field Code	Field Name	Licenses
G003	Pointed Mountain	PPL 01- 09
G006	Paramount Fort Liard "F-36"	PL 07, PL08
G007	Chevron Fort Liard "K-29"	PL09, PL11
G008	Canadian Natural Resources Limited Fort Liard "P-66A"	PL10
G009	Paramount Southeast Fort Liard "N-01"	PL12
G010	Paramount Cameron Hills	PL03-05, PL13-18

ROYALTIES

Royalties paid from northern oil and gas production for the calendar year 2004 were $20,558,915 with total revenues of $37,562,000. This is a 16 percent decrease in royalties from 2003 and is mainly attributable to lower gas production from the southern Northwest Territories. Higher prices for both oil and gas served to partially offset lower production in determining royalty.

Table 10: Oil and gas revenues & forfeitures (C$)

	1999	2000	2001	2002	2003	2004
Royalty	7,138,169	13,433,264	24,656,709	21,751,369	24,492,180	20,558,915
Rentals	3,245	2,800	993	2,621	978	61,111
Issuance/ Registration Fees	16,766	51,589	12,733	17,800	5,471	8,600
Work Deposit Forfeitures	289,874	1,342,385	0	2,392,150	954,812	16,933,374
Total	7,448,054	14,830,038	24,670,435	24,163,940	25,453,441	37,562,000

Regulatory Amendments

A project is underway to review and modernize Frontier Lands Petroleum Royalty Regulations. The project's objectives are to identify areas where the regulations could be modernized to better meet today's operating practicalities, to strengthen royalty accountability and assurance, improve fairness, and streamline royalty administration.

Audits and Assessments

One audit, first initiated in 2003, was completed and finalized in the year. One new audit was initiated in 2004 and was still outstanding at the end of the year.

FURTHER INFORMATION

Northern Oil and Gas Branch

Please check our website first at www.ainc-inac.gc.ca/oil

Many sources of information on oil and gas, environmental, and land use matters originate with the Department of Indian Affairs and Northern Development. To obtain specific information, please include the appropriate contact listed in the sources below with the general mailing address for the department.

Mailing address:

Northern Oil and Gas Branch
Oil and Gas Management Directorate
Department of Indian and Northern Affairs
Ottawa, ON K1A OH4

Courier only:

Northern Oil and Gas Branch
Oil and Gas Management Directorate
6th Floor, 10 Wellington Street
GATINEAU, QC K1A 0H4
Telephone: (819) 997-0877
Fax: (819) 953-5828
Internet: http://www.ainc-inac.gc.ca/oil

Information on the resource management regime, calls for nominations and bids, and other related information: Land Tenure – Telephone: (819) 997-0221

Information on registration procedures and regulations, exploration, significant discovery and production licences, transfers, notices, and maps: Rights Administration/Registrar – Telephone (819) 953-8529

Information on northern exploration history and geological / geophysical activities: Senior Petroleum Geologist – Telephone: (819) 953-8722

Information on Benefits Plan requirements associated with new exploration programs on land in the Northwest Territories is available from the department's Northwest Territories Regional office – Telephone (867) 669-2618; and for Nunavut and northern offshore, the information is available from the Oil and Gas Management Directorate – Telephone (819) 994-0348.

Information on royalty policy and royalty submissions: Manager, Fiscal Policy and Royalty Administration – Telephone: (819) 953-9488

Petroleum Development and Benefits Division
Northwest Territories Regional Office
Department of Indian and Northern Affairs
4914-50th Street, P.O. Box 1500
YELLOWKNIFE NT X1A 2R3
Telephone: (867) 669-2618
Fax: (867) 669-2409

Other Source of Information

Through the offices of the National Energy Board at the address below, information on the following is available

- The Regulatory Support Office has information on exploration, development, production, pipeline transportation, and export.
- The Frontier Information Office provides access to maps, technical information, geological and geophysical reports, well history reports and records.
- The Environmental Directorate provides the Secretariat for the Environmental Studies Research Funds Management Board.

National Energy Board (NEB)
444 Seventh Avenue SW
CALGARY AB T2P 0X8
Telephone: (403) 292-4800
Fax: (403) 292-5503

Geological Survey of Canada Calgary provides public viewing and sampling facilities for cores and samples, and information on wells drilled north of 60°N at its offices at:

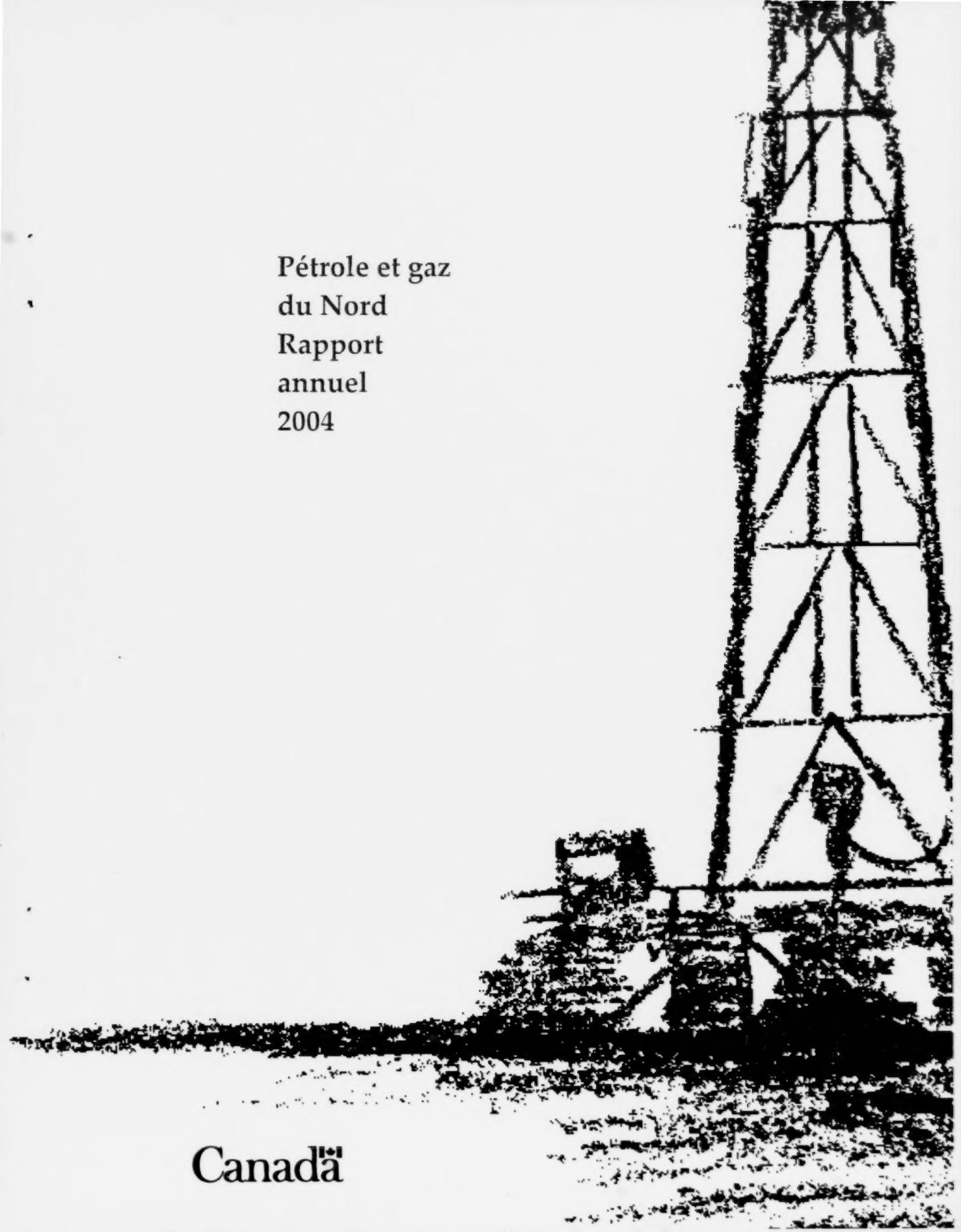
Geological Survey of Canada Calgary
3303-33rd Street NW
CALGARY AB T2L 2A7
Telephone: (403) 292-7000
Fax: (403) 292-5377

Information on wells drilled in the Baffin Bay – Davis Strait region is available from:

Core Storage and Laboratory
Geological Survey of Canada Atlantic
Bedford Institute of Oceanography
P.O. Box 1006
DARTMOUTH NS B2Y 4A2
Telephone: (902) 426-6127
Fax: (902) 426-4465
Email: hardy@agc.bio.ns.ca

Indian and Northern Affairs Canada
Affaires indiennes et du Nord Canada

Pétrole et gaz du Nord Rapport annuel 2004



Canada

Pétrole et gaz du Nord Rapport annuel 2004

La gestion des ressources pétrolières et gazières sur les terres de la Couronne au nord du 60e parallèle de latitude dans les Territoires du Nord-Ouest, le Nunavut et les régions extra-côtières du Nord est une responsabilité fédérale qu'assume la Direction générale du pétrole et du gaz du Nord, du ministère des Affaires indiennes et du Nord canadien.

La gestion des ressources pétrolières sur les terres de la Couronne est régie par des lois fédérales. La *Loi fédérale sur les hydrocarbures* et ses règlements régissent l'attribution et l'administration des droits de prospection et d'exploitation et établissent le régime des redevances. La *Loi sur les opérations pétrolières au Canada* réglemente les opérations pétrolières et les retombées économiques qui en découlent. Le ministère s'occupe des questions foncières et de celles qui touchent aux redevances et aux retombées économiques au nom du ministre des Affaires indiennes et du Nord canadien, tandis que l'Office national de l'énergie se charge d'approuver les opérations.

On peut trouver de l'information sur la gestion des ressources pétrolières et gazières dans le Nord en consultant le site Web suivant : http://www.ainc-inac.gc.ca/oil/.

Indian and Northern Affairs Canada
Affaires indiennes et du Nord Canada
Canada

Publié avec l'autorisation de
l'honorable Andy Scott, C.P., député
Ministre des Affaires indiennes
et du Nord canadien
Ottawa, 2005

© Ministre des Travaux publics et des Services gouvernementaux, Canada

This publication is also available in English under the title:
Northern Oil and Gas - Annual Report 2004

QS-8509-050-FF-A1
Catalogue : R71-47/2004F
ISBN : 0-662-79649-7

Message de l'honorable Andy Scott, C.P., député
Ministre des Affaires indiennes et du Nord canadien et
Interlocuteur fédéral auprès des Métis et des Indiens non inscrits

L'industrie pétrolière et gazière a connu une expansion importante dans le Nord du Canada au cours de l'année 2004.

Le 7 octobre, les promoteurs de projets ont présenté leur première proposition pour le projet gazier Mackenzie. Il s'agit du plus important projet énergétique dans le Nord lancé au cours d'une génération, et il pourrait devenir le plus grand projet d'infrastructure financé par des fonds privés jamais entrepris au Canada. On évalue les coûts de ce projet à plus de 7 milliards de dollars et on estime qu'il pourrait créer 20 000 emplois directs pour les Canadiens.

Sept agences et ministères fédéraux travaillent en étroite collaboration afin d'examiner attentivement les propositions, en temps opportun et de façon équitable, pour s'assurer qu'elles permettent d'équilibrer les intérêts des résidants du Nord, des Autochtones, du secteur privé et de tous les Canadiens.

Vers la fin de l'année 2004, l'exploitation des ressources dans le Nord a franchi une étape importante. En effet, le 14 décembre, le premier ministre et les trois premiers ministres du Nord annonçaient le cadre de la toute première stratégie élaborée conjointement pour le Nord. Cette mesure nous montre à quel point les choses ont changé dans le Nord au cours des dernières années. Les résidants du Nord assument des rôles plus importants au sein des comités de gestion nordique, on continue de conclure des ententes de revendications territoriales et d'autonomie gouvernementale, et les partenariats entre les résidants du Nord et le secteur privé sont florissants.

Je suis également heureux de noter que l'industrie pétrolière et gazière a maintenu son investissement global d'exploration tout au long de l'année. Les occasions d'emploi et d'affaires pour les résidants de plusieurs collectivités nordiques éloignées se sont donc multipliées.

Je vous invite à consulter ce rapport pour obtenir plus de renseignements sur l'exploration et la mise en valeur des ressources pétrolières et gazières du Nord du Canada au cours de la dernière année.

En vertu de l'article 109 de la *Loi fédérale sur les hydrocarbures*, c'est avec plaisir que je dépose devant le Parlement ce rapport annuel sur l'administration du pétrole et du gaz dans les Territoires du Nord-Ouest, la zone extracôtière du Nord et au Nunavut pour l'année se terminant le 31 décembre 2004.

le 22 avril 2005

Terres domoniales du Canada

Zone qui relève de la compétence du ministre des Affaires indiennes et du Nord canadien

Table des matières

ACTIVITÉS DU SECTEUR DU PÉTROLE ET DU GAZ NATUREL DANS LE NORD . . . 7
Introduction . . . 7
Ressources en gaz et en pétrole . . . 8

GESTION DU PÉTROLE ET DU GAZ . . . 10
Attribution des droits . . . 10
Attribution des intérêts en 2004 . . . 11
Administration des intérêts . . . 13
Permis de prospection . . . 13
Administration des dépôts de garantie . . . 14
Retombées économiques . . . 14
Considérations environnementales . . . 17
Consultations . . . 17
Fonds pour l'étude de l'environnement (FEE) . . . 17

ACTIVITÉS D'EXPLORATION DANS LE NORD . . . 18
Opération dans le Nord . . . 18

MISE EN VALEUR ET PRODUCTION . . . 21

LES REDEVANCES . . . 24
Examen de la réglementation . . . 24
Vérifications et évaluations . . . 24

SOURCES DE RENSEIGNEMENTS ADDITIONNELLES . . . 25
La Direction générale du pétrole et du gaz du Nord . . . 25
Autres sources d'information . . . 26

Tableaux

Tableau 1: Bilan des ressources découvertes 9

Tableau 2: Prix des produits de base 10

Tableau 3: Permis de prospection délivrés par suite d'appels d'offres 12

Tableau 4: Disposition des terres (en hectares) en date du 31 décembre 2004 12

Tableau 5: Type d'intérêt de disposition des terres en date du 31 décembre 2004 ... 13

Tableau 6: Permis de prosepection 15

Tableau 7: Statistique sur le forage - 2004 19

Tableau 8: Acquisition de données sismiques 19

Tableau 9: Production de pétrole et de gaz 21

Tableau 10: Les recettes tirées du pétrole et du gaz (en dollars canadiens) 24

Diagrammes

Diagramme 1: Puits forés 20

Diagramme 2: Acquisition de données sismiques 20

Diagramme 3: Production du pétrole 22

Diagramme 4: Production du gaz 22

Diagramme 5: Champs productifs - partie sud des Territoires du Nord-Ouest 23

ACTIVITÉS DU SECTEUR DU PÉTROLE ET DU GAZ NATUREL DANS LE NORD

Introduction

L'exploration pétrolière et gazière dans le Nord a connu une longue histoire, en commençant par le puits de découverte foré à Norman Wells au cours des années 1920 et suivi de différents cycles d'exploitation s'étendant de 1960 à 1985.

L'intérêt actuel pour le Nord date toutefois du milieu des années 1990. Le Nord a recommencé à attirer les activités d'exploration et les investissements en 1995 lorsque la Couronne a émis de nouveaux permis de prospection visant la région sud des Territoires du Nord-Ouest, ensuite dans la partie centrale de la vallée du Mackenzie. En 1999 et 2000, cet intérêt s'était étendu vers le Nord lorsque des sociétés eurent acquis des droits d'exploration dans des terres constituant la majeure partie du delta du Mackenzie et dans les régions marines adjacentes. Bien qu'aucun intérêt n'ait été attribué dans la région sud des Territoires du Nord-Ouest depuis 1996, les activités pétrolières et gazières se sont poursuivies tout au long de 2004 dans la région centrale de la vallée du Mackenzie et dans les régions de la mer de Beaufort et du delta du Mackenzie.

Il est bien connu que le Nord recèle un important pourcentage du potentiel pétrolier et gazier non exploité du Canada. Les Territoires du Nord-Ouest, le Nunavut et les zones extracôtières de l'Arctique renferment environ 33 p. 100 des ressources en gaz naturel récupérables par des méthodes classiques et 25 p. 100 des ressources récupérables résiduelles en pétrole brut léger. La moitié de ces ressources possibles se trouve dans l'Arctique de l'Ouest et, stratégiquement parlant, juste au nord de l'infrastructure existante des provinces de l'Ouest. De nos jours, en raison du déclin de la production conventionnelle de pétrole brut et de gaz naturel dans les zones productrices traditionnelles des provinces de l'Ouest, les ressources du Nord intéressent vivement les sociétés pétrolières et gazières. Les prix élevés du pétrole et du gaz moussent également cet intérêt.

Il existe deux centres d'activité : la partie centrale de la vallée du Mackenzie, soit la région du Sahtu, et le delta du Mackenzie. Par contraste, les activités d'exploration dans la région sud des Territoires du Nord-Ouest ont connu un déclin rapide. Bien que les possibilités d'accroissement soutenu des investissements de l'industrie dans cette région particulière soient excellentes, tout dépend des nouveaux droits d'exploration qui seront délivrés après le règlement des questions en souffrance entre la Couronne et les Premières nations dans la région sud des Territoires du Nord-Ouest.

Vu le potentiel de l'Arctique de l'Ouest, les investissements continus dans de nouvelles activités d'exploration pourraient entraîner l'accroissement durable et à long terme des possibilités économiques. Toutefois, ces activités dépendent pour la plupart de l'engagement à aménager le Projet gazier Mackenzie (PGM) et des possibilités résultantes d'exploitation et de production des nouvelles découvertes de gaz, le cas échéant. Une étape importante menant à la réalisation de ce projet a été franchie à l'automne 2004 lorsque le Producers Group a présenté aux

organismes de réglementation l'Énoncé des incidences environnementales du PGM. À l'origine, le PGM visait la production à partir de trois champs gaziers situés dans le delta du Mackenzie. Il contribuera maintenant à ouvrir l'Arctique de l'Ouest aux investisseurs intéressés à explorer et à exploiter les hydrocarbures situés à l'intérieur des terres territoriales et, éventuellement, dans le milieu marin arctique.

Au cours de 2004, le nombre de puits d'exploration forés dans le delta du Mackenzie s'est maintenu au niveau de 2003 (3 puits). Cependant, le nombre de puits d'exploration forés dans la partie centrale de la vallée du Mackenzie, dans la région du Sahtu, s'est accru légèrement (6 puits). Dans la partie centrale de la vallée du Mackenzie, les collines Colville constituaient une zone de gaz naturel prometteuse. La réponse initiale des compagnies aux demandes de 2004 pour la désignation de nouvelles terres à explorer dans cette région laisse entrevoir une croissance soutenue des activités au cours des prochaines années. Il est à noter que les compagnies explorent à la fois des terres domaniales et des terres privées dans cette région.
Malgré le déclin des activités d'exploration dans le sud des Territoires du Nord-Ouest, les compagnies y ont foré dix puits. Deux de ces puits étaient classés comme puits d'exploration, les autres ayant été forés afin d'accroître la production pétrolière et gazière des gisements des collines Cameron et la production gazière des champs Liard et West Liard.

À la fin de l'année, sept gisements pétroliers et gaziers étaient exploités dans les Territoires du Nord-Ouest. Il n'y avait par contre aucune activité de production en cours au Nunavut et au large des côtes de l'Arctique. Parmi les gisements productifs, quatre champs de gaz et un gisement pétrolier et gazier sont situés dans la région sud des Territoires du Nord-Ouest, le gisement pétrolier de Norman Wells se trouve dans la partie centrale de la vallée du Mackenzie et le champ de gaz Ikhil est situé dans le delta du Mackenzie. Les redevances pour la période de 2004 ont connues une diminution de 16 p. 100 attribuable, en grande partie, à la diminution de la production du gaz naturel dans le sud des Territoires du Nord-Ouest. Dans le calcul des redevances, la hausse des prix du pétrole et du gaz naturel a permis de compenser, en partie, la baisse de production.

Ressources en gaz et en pétrole

Selon les estimations, les Territoires du Nord-Ouest, le Nunavut et les zones extracôtières de l'Arctique recèlent quelque 33 p. 100 des ressources en gaz naturel récupérables par les méthodes classiques et 25 p. 100 des ressources récupérables résiduelles en pétrole brut léger (Drummond Consulting, 2002 — rapport non publié).

Les ressources potentielles en gaz naturel se divisent plus ou moins entre les Territoires du Nord-Ouest ($2,3 \times 10^{12}$ m³ ou 82 billions de pieds cubes — Bpc) et le Nunavut ($2,0 \times 10^{12}$ m³ — 71 Bpc). (Ces données comprennent la partie qui repose sous les zones extracôtières qui bordent les territoires). Le potentiel ultime des Territoires du Nord-Ouest en pétrole brut est estimé à $0,9 \times 10^{9}$ m³ (5,7 milliards de barils), alors que le potentiel du Nunavut est évalué à $0,43 \times 10^{9}$ m³ (2,7 milliards de barils).

Malgré l'éloignement de la plupart des infrastructures de production existantes, les plus accessibles de ces ressources potentielles reposent dans un vaste corridor qui s'étend entre les montagnes Rocheuses et le Bouclier canadien, depuis la limite provinciale par 60 degrés de latitude nord (60° N.) jusqu'à la mer de Beaufort. On estime que cette région, incluant la grande partie des Territoires du Nord-Ouest et les zones extracôtières adjacentes, contient 49 p. 100 du gaz récupérable et 58 p. 100 du pétrole du Nord canadien, le bassin de la mer de Beaufort et du delta du Mackenzie étant de loin le plus riche.

Au nord du 60e parallèle, le sud des Territoires du Nord-Ouest est la région qui produit actuellement la plus grande quantité de gaz naturel et le champ pétrolifère Norman Wells, dans le centre de la vallée du Mackenzie, continue d'être le principal producteur de pétrole. Dans le bassin de la mer de Beaufort et du delta du Mackenzie, on s'attend à ce que les grands champs gazifères aux îles de Taglu et de Niglintgak, ainsi qu'au lac Parsons, soient les principaux champs productifs dans le cadre du projet gazier Mackenzie. Quelque cinquante autres découvertes faites dans ce bassin se prêteraient à une mise en valeur éventuelle, notamment la découverte d'Amauligak, un important gisement extracôtier de gaz et de pétrole.

Même si, à l'heure actuelle, on n'envisage pas une mise en valeur classique des ressources des îles de l'Arctique, en raison de leur éloignement, le potentiel de ces ressources se compare à celui des ressources en gaz naturel de la région de la mer de Beaufort et du delta du Mackenzie. Les découvertes les plus prometteuses se trouvent dans le bassin de Sverdrup où des activités d'exploration antérieures ont démontré l'existence des importants champs gazifères Drake Point et Hecla, situés à proximité l'un de l'autre, qui offrent des ressources combinées de 182 x 10^9 m^3 (6,5 Bpc).

Tableau 1: Bilan des ressources découvertes*

Région	Pétrole brut 10^6 m^3	Millions de barils	Gaz naturel 10^9 m^3	Billions de pieds cubes
Territoires du Nord-Ouest	70,5	(443)	178,3	(6,3)
Nunavut	0,9	(6)	190,7	(6,7)
Zone extracôtière de l'Arctique	193,0	(1214)	506,5	(17,9)
Total	264,4	(1663)	875,5	(30,9)

*Compilation et intégration de plusieurs sources publiées. Les ressources réelles sur le terrain peuvent avoir été sous-estimées ou surestimées.

Tableau 2: Prix des produits de base

	Janvier 2004	Décembre 2004	Moyenne 2004
Pétrole - $CAN/m³ (prix moyen à Edmonton)	274,13	322,97	333,87
Gaz - $CAN/GJ (prix moyen AECO marché intérieur)	6,58	7,47	6,52

Sources: Ressources naturelles Canada

GESTION DU PÉTROLE ET DU GAZ

Attribution des droits

Le ministère fournit annuellement à l'industrie l'occasion d'obtenir des droits de prospection dans les Territoires du Nord-Ouest, dans certaines régions du Nunavut et au large des côtes dans le Nord canadien. Ces droits de prospection sont assujettis à des modalités établies aux termes de la *Loi fédérale sur les hydrocarbures* (LFH) et approuvées par la population du Nord.

Chaque appel d'offres est précédé d'un appel de demandes de désignation. Ce dernier permet à l'industrie de préciser les lots de terres d'intérêt. Le ministère des Affaires indiennes et du Nord canadien consulte les groupes autochtones afin de s'assurer que leurs points de vue ont été pris en considération dans le processus d'attribution des droits. Les droits de prospection sur les terres de la Couronne sont attribués à la suite d'une invitation ouverte à soumissionner. Ces droits sont d'une durée maximale de neuf années. On utilise un seul critère d'évaluation des soumissions pour déterminer le soumissionnaire retenu. Ce critère est actuellement la valeur monétaire des travaux proposés pour la première période du projet visé par le permis; cette période étant d'une durée de quatre ou cing années. Le projet doit prévoir le forage d'un puits au cours de la première période du permis afin que la durée du permis soit prolongée pour une deuxième période.

Conformément aux dispositions des ententes sur le règlement des revendications territoriales, le ministère a consulté les collectivités et les organismes autochtones au sujet des conditions d'attribution des droits et d'autres questions connexes, et ce, avant l'attribution des droits. Le ministère s'emploie également à établir des mesures qui répondront aux besoins des secteurs non touchés par le règlement de revendications territoriales, principalement dans le sud des Territoires du Nord-Ouest, et qui leur offriront des possibilités de développement économique.

Depuis quelques années, le gouvernement fédéral et le gouvernement des Territoires du Nord-Ouest ont approuvé la Stratégie sur les aires protégées pour les Territoires du Nord-Ouest, afin de conserver la diversité biologique

ainsi que les ressources naturelles et culturelles qui y sont associées. Lors des consultations avec les groupes autochtones concernant, l'attribution dedroits, un examen des terres protégées est complété afin d'assurer déterminer que des terres ayant été désignées suite à la Stratégie ne sont pas visées par les demandes de désignation ainsi que par les appels d'offres.

Des appels de demandes de désignation ont été lancés à la fin de l'année 2003 concernant la partie centrale de la vallée du Mackenzie, le delta du Mackenzie / la mer de Beaufort ainsi que l'archipel arctique de Nunavut et les zones extracôtières environnantes; la date de clôture était le 30 janvier 2004 pour les trois zones.

Suite aux demandes de désignations, la zone du delta du Mackenzie / la mer de Beaufort a reçu une demande tandis que la partie centrale de la vallée du Mackenzie a reçu cinq demandes. Aucune demande n'a été reçue pour l'archipel arctique de Nunavut.

Les six parcelles désignées ont été soumises à un appel d'offres lancé au début du mois de février et se terminant le 7 juin 2004. Les résultats ont été annoncés le 8 juin 2004, et cinq nouveaux permis de prospection ont été livrés; EL422 dans le delta du Mackenzie / la mer de Beaufort et EL423 à EL426 dans la partie centrale de la vallée du Mackenzie. Une parcelle dans cette dernière zone n'a reçu aucune offre.

À la fin de l'année civile (2004), trois demandes de désignations ont clôturé, une pour la partie centrale de la vallée du Mackenzie et une pour le delta du Mackenzie / la mer de Beaufort (se terminant le 17 décembre 2004); une pour l'archipel arctique de Nunavut et les zones extracôtières environnantes (se terminant le 23 décembre 2004). Toute parcelle désignée sera soumise à un appel d'offres prévu pour le mois de janvier 2005 et qui demeurera en vigueur pour la durée obligatoire minimale de 120 jours.

Attribution des intérêts en 2004

Un nouveau permis de prospection a été émis suite à l'appel d'offres réussi dans le delta du Mackenzie / la mer de Beaufort; EL422 à la société Chevron Canada Resources et BP Canada Energy Company.

Quatre nouveaux permis de prospection ont été émis suite à l'appel d'offres réussi dans la partie centrale de la vallée du Mackenzie, soit le permis EL423 à Northrock Resources Ltd., Husky Oil Operations Limited, EOG Resources Canada Inc., International Frontier Resources Corporation et Pacific Rodera Energy Inc.; EL424 à Paramount Resources Ltd.; EL425 à Petro-Canada et EL426 à Paramount Resources Ltd. et Apache Resources Ltd.

Six autres permis de production ont été émis dans la région des collines Cameron des Territoires du Nord-Ouest. Trois ont été émis à la société Paramount Resources Ltd. (PL019 à PL021) et trois autres ont été émis aux sociétés Paramount Resources Ltd. et Marathon Canada Limited (PL022 à PL024), ce qui porte à 12 le nombre de permis de production émis pour la région des collines Cameron au cours des trois dernières années.

Bien que des demandes de déclaration de découverte importante et des demandes de permis de découverte importante aient été reçues, aucun permis de découverte importante n'a été émis pour l'année 2004.

Durant la période de 2004, un permis de prospection (EL398) a été résigné tandis qu'une renonciation partielle a été enregistrée pour un autre permis de prospection (EL419).

Tableau 3: Permis de prospection délivrés par suite d'appels d'offres

Région	Nombre de permis et date d'émission	Durée du permis (en années)
Sud des T.N.-O. (Fort Liard)	4 - Avril 1996	7 (4+3)
Partie centrale de la Vallée du Mackenzie	7 - Mai 1997	8 (4+4)
	6 - Août 2000	8 (4+4)
	5 - Sept. 2001	8 (4+4)
	1 - Mai 2003	8 (4+4)
	4 - Juin 2004	8 (4+4)
Delta du Mackenzie / mer de Beaufort	2 – Jan. 1997	9 (5+4)
	4 - Sept. 1999	9 (5+4)
	6 - Août 2000	9 (5+4)
	2 - Mai 2002	9 (5+4)
	1 - Juin 2004	9 (5+4)

Tableau 4: Disposition des terres (en hectares) en date du 31 décembre 2004

Région	Permis de prospection	Permis de production	Permis de découverte importante	Total
Archipel arctique	0	1 224	395 965	397 189
Mer de Beaufort	920 318	16 618	169 350	1 106 286
Zone extracôtière arctique orientale	931 640	0	11 184	1 805 324[1*]
Baie d'Hudson	0	0	0	126 376 [2*]
Delta du Mackenzie	786 429	2 506	112 037	900 972
Vallée du Mackenzie	1 360 136	32 842	87 906	1 509 675[3*]

* Anciens permis et/ou locations de pionniers
1 Inclut 862 500 hectares en zone à accès restreint/en vertu d'anciens droits
2 Inclut 126 376 hectares en zone à accès restreint/en vertu d'anciens droits
3 Inclut 28 791 hectares en vertu d'anciens droits

Tableau 5: Type d'intérêt de disposition des terres en date du 31 décembre 2004

Région	Permis de prospection	Permis de production	Permis de découverte importante	Anciens droits [1]
Archipel arctique	0	1	20	0
Mer de Beaufort	4	1	31	0
Zone extracôtière arctique orientale	1	0	1	30
Baie d'Hudson	0	0	0	8 [2]
Delta du Mackenzie	11	1	34	0
Vallée du Mackenzie	19	21	29	17

[1] Anciens permis et/ou locations de pionniers
[2] Permis sous la juridiction du ministre des Affaires indiennes et du Nord canadien, au nord de la ligne administrative d'utilité

Administration des intérêts

Permis de prospection

À la fin de l'année 2004, il y avait 35 permis de prospection actifs, ce qui inclut les permis de prospection pour lesquels des permis de découverte importante ont été demandés en attente de la décision de l'Office national de l'énergie (ONÉ) relativement aux demandes de déclaration de découverte importante d'après les travaux de prospection menés. L'ONÉ étudie les données soumises par le demandeur en appui à sa demande de déclaration de découverte importante.

Chaque permis de prospection émis à la suite d'un appel d'offres requiert que le détenteur de l'intérêt soumette 25 p. 100 des dépenses liées aux travaux en dépôt afin d'assurer que ce dernier execute son engagement de forer un puits durant la première période. Au cours de la deuxième période, des frais de location sont exigés.

Le dépôt requis pour les travaux de la première période et les locations de la deuxième période sont remboursables dès l'achèvement et l'approbation des travaux entrepris dans le cadre du permis. L'administration des dépôts inclut l'application des dépenses permises qui sont présentées lorsque les travaux de prospection sont terminés. L'administration des dépôts se poursuit tout au long de l'année lors de la réception des nouveaux dépôts pour les locations de la deuxième période et/ou lorsque des modifications sont apportées à ceux qui font déjà partie du système.

Dépôts de garantie gérés en date du 31 décembre 2004

Dépôts remboursables au cours de la première période (remboursement de 1 $ pour chaque 4 $ dépensés) = 154 285 750,00 de $
Locations remboursables au cours de la deuxième période (remboursement de 1 $ pour chaque 1 $ dépensé) = 5 745 536,00 de $

Retombées économiques

Les activités d'exploration dans le Nord ont été soutenues et les résidents et les entreprises de la région continuent de répondre positivement aux possibilités découlant de ces activités pétrolières et gazières, et à en bénéficier. Lorsqu'il entreprend des activités d'exploration et d'exploitation pétrolières et gazières dans les Territoires du Nord-Ouest, au Nunavut et dans les régions marine du Nord, l'exploitant doit s'assurer que les résidents et les entreprises du Nord ont accès à des possibilités d'emploi, de formation et d'affaires et que les entreprises et les résidents compétents soient les premiers à être considérés pour ces possibilités. La nature saisonnière des activités d'exploration pétrolière et gazière de l'industrie dans le Nord s'agence bien avec la double économie des collectivités fondée sur les salaires et sur les activités traditionnelles.

L'accroissement des activités d'exploration dans la partie centrale de la vallée du Mackenzie et, à un degré moindre, l'exploration continue du delta du Mackenzie et l'exploitation des gisements dans le sud des Territoires du Nord-Ouest ont créé bon nombre de possibilités d'emplois, de formation et d'approvisionnement pour les résidents et les entreprises du Nord. Les collectivités de Colville Lake, de Fort Good Hope et de Tulita ont continué à connaître d'importantes activités d'exploration pétrolière et gazière et des niveaux accrus d'emplois et de marchés de services locaux.

La Direction générale du pétrole et du gaz du Nord dans la région de la capitale nationale travaille en étroite collaboration avec la Division de l'exploitation pétrolière, du bureau régional des Territoires du Nord-Ouest du ministère des Affaires indiennes et du Nord Canadien, à Yellowknife. Depuis 2001, cette Division s'occupe de l'administration des plans des retombées économiques des activités d'exploration dans les Territoires du Nord-Ouest. Elle garde les communications ouvertes avec les Inuvialuit, les Premières nations et les collectivités du Nord et travaille à mieux comprendre les avantages et les préoccupations qu'engendrent ces activités et à sensibiliser le public au sujet des exigences de la *Loi sur les opérations pétrolières au Canada* (LOPC) concernant les plans de retombées économiques. La Division assumera bientôt la responsabilité pour les discussions annuelles avec les collectivités sur la délivrance des droits.

Tableau 6: Permis de prosepection

Permis	Superficie (en ha)	Titulaire [1]	Émission (a.m.j)	Puits doit être foré avant le (a.m.j)		Expiration (a.m.j)	Dépenses Prévues dans la soumission ($)
Zone extracôtière de l'est de l'Arctique							
EL297 [2]	931,640	CanNat Resources Inc.	1998.07.14	2007.07.14		2007.07.14	
Mer de Beaufort et delta du Mackenzie							
EL317 [3]	175,810	Talisman Energy Inc.	1986.10.05	n/a			n/a
EL329 [3]	349,982	BP Canada Energy Resources	1987.09.05	n/a			n/a
EL384 [4]	86,685	Encana West Ltd	1997.01.06	2006.01.05	✓	2006.01.05	-
EL385 [4]	128,327	Encana West Ltd	1997.01.06	2006.01.05		2006.01.05	-
EL394	73,155	Burlington Resources Canada	1999.09.18	2004.09.17	✓	2008.09.17	42,375,000.00
EL403	75,650	Shell Canada	2000.08.15	2005.08.14		2009.08.14	35,000,000.00
EL404	73,608	BP Canada Energy	2000.08.15	2005.08.14	✓	2009.08.14	76,675,288.00
EL405	76,307	Petro-Canada	2000.08.15	2005.08.14	✓	2009.08.14	46,454,620.66
EL406	72,523	Petro-Canada	2000.08.15	2005.08.14	✓	2009.08.14	81,876,595.88
EL407	71,515	Anadarko Canada Corp	2000.08.15	2005.08.14		2009.08.14	2,421,350.84
EL417	18,912	Chevron Canada	2002.05.14	2007.05.13		2011.05.13	13,200,000.00
EL418	37,436	Devon ARL Corporation	2002.05.14	2007.05.13		2011.05.13	1,100,000.00
EL419 [5]	72,311	Petro-Canada	2002.04.18	2004.09.17	✓ [7]	2008.09.17	105,293,760.00
EL420 [5]	338,469	Devon ARL Corporation	2002.08.15	2005.08.15	[7]	2009.08.14	224,069,655.56
EL422	56 057	Chevron Canada	2004.06.08	2009.06.08		2013.06.07	61,883,000.00
Partie continentale du sud des Territoires du Nord-Quest							
EL382 [6]	25 335	Paramount Resources	1996.04.10	2000.04.09	✓	2003.04.09	1,100,000.00
EL383 [6]	25 515	Anadarko Canada Corp	1996.04.10	2000.04.09	✓	2003.04.09	1,224,400.00

Permis	Superficie (en ha)	Titulaire [1]	Émission (a.m.j)	Puits doit être foré avant le (a.m.j)		Expiration (a.m.j)	Dépenses Prévues dans la soumission ($)
Partie continentale du centre de la vallée du Mackenzie							
EL386	117,650	Devlan Exploration	1997.05.05	2001.05.04	✓	2005.05.04	1,072,000.00
EL391	31,967	Northrock Resources	1997.05.05	2001.05.04	✓	2005.05.04	4,000,000.00
EL392	23,652	Encana West Ltd.	1997.05.05	2001.05.04	✓	2005.05.04	8,466,460.00
EL397	134,565	Northrock Resources Ltd.	2000.08.01	2004.07.31	✓	2008.07.31	16,580,000.00
EL399	120,496	Apache Oil	2000.08.01	2004.07.31	✓	2008.07.31	8,400,000.00
EL400	118,060	Canadian Natural Resources Limited	2000.08.01	2004.07.31	✓	2008.07.31	17,500,000.00
EL401	50,188	EOG Resources Canada Inc.	2000.08.01	2004.07.31	✓	2008.07.31	12,750,000.00
EL412	68,772	Canadian Forest Oil	2001.09.18	2005.09.17		2009.09.17	1,867,911.00
EL413	80,464	Devlan Exploration	2001.09.18	2005.09.17	✓	2009.09.17	2,000,000.00
EL414	84,880	Apache Oil	2001.09.18	2005.09.17		2009.09.17	10,750,000.00
EL415	83,216	Hunt Oil	2001.09.18	2005.09.17		2009.09.17	1,260,000.00
EL416	80,510	Northrock Resources Ltd.	2001.09.18	2005.09.17		2009.09.17	1,526,430.00
EL421	79,668	Cdn.Forest Oil Ltd.	2003.05.28	2007.05.28		2011.05.28	1,108,650.00
EL423	90,632	Northrock Resources	2004.06.08	2008.06.07		2012.06.07	24,800,000.00
EL424	80,608	Paramount Resources	2004.06.08	2008.06.07		2012.06.07	8,100,000.00
EL425	27,230	Petro-Canada	2004.06.08	2008.06.07		2012.06.07	22,000,000.00
EL426	36,728	Paramount Resources	2004.06.08	2008.06.07		2012.06.07	8,100,000.00

1 Les titulaires au moment de la rédaction du présent rapport, soit en février 2005.
2 Modifié conformément au paragraph 26(4) de la LFH, délivré originalement aux termes du Règlement sur les terres pétrolières et gazières du Canada.
3 Frappé par une ordonnance d'interdiction de poursuivre les travaux.
4 Échange de terre contre les permis du cap Bathurst.
5 La fusion des permis de prospection en conformité avec le paragraphe 25(3) de la Loi fédérale sur les hydrocarbures
6 En attente d'une déclaration de découverte importante par l'O.N.É
7 Notons que, selon les modalités de la fusion, un seul puits peut ne pas être suffisant pour toutes les terres en cause.
8 Exigence en ce qui a trait au puits satisfaite à la fin de l'année. Le forage d'un puits d'exploration ou de délimitation avant la fin de la période 1de la durée de validité est une condition préalable à l'obtention de la tenure pour la période 2. Il peut y avoir d'autres exigences de forage pour un permis émis en échange d'un ancien droit.

Considérations environnementales

Consultations

Avant de lancer un appel de demandes de désignation, des consultations ont lieu auprès des groupes autochtones du Nord pour répertorier les zones sensibles sur le plan environnemental, y compris celles qui présentent un intérêt particulier pour des raisons culturelles ou spirituelles. Le ministère des Affaires indiennes et du Nord canadien consulte également les autres ministères fédéraux et les organismes gouvernementaux des territoires. Les facteurs environnementaux jouent également un rôle important dans l'attribution des permis d'utilisation du sol et des eaux et de toutes les autorisations de travail. Les résultats de ce processus de consultation se reflètent dans les modalités des appels de demandes de désignation et des appels d'offres.

Fonds pour l'étude de l'environnement (FEE)

Aux termes de la *Loi fédérale sur les hydrocarbures*, le Fonds pour l'étude de l'environnement (FEE) finance des études environnementales et sociales liées à l'exploration et à la mise en valeur des ressources en hydrocarbures provenant des terres domaniales.

Faisant fond sur la reprise des activités liées au pétrole et au gaz dans le Nord et anticipant le besoin permanent de nouvelles recherches, le conseil de gestion du FEE a prolongé son programme d'étude pour 2004, grâce à une cotisation acceptée par les représentants de l'industrie et approuvée par le ministre. En 2004, le FEE a amassé un montant de 547 043 $.

ACTIVITÉS D'EXPLORATION DANS LE NORD

Opération dans le Nord

Les dépenses d'exploration ciblant le pétrole et le gaz naturel ont atteint une valeur estimée de 184 millions de dollars (M$) en 2004, comparativement à 182 M$ l'année précédente. Cette valeur estimée comprend les coûts des travaux d'exploration, des forages de délimitation et de développement, des travaux de complétion et d'abandon de puits, ainsi que des programmes de levés géophysiques et d'études géologiques. Les coûts des diverses activités ciblant les puits se chiffrent à 132 M$, le reste de la somme totale de 184 M$ étant surtout consacrée à l'exécution de levés sismiques tridimensionnels. Le nombre de nouveaux puits forés, qui a diminué par rapport à l'année précédente, s'est établi à 19, dont 11 puits d'exploration. Dans l'ensemble, les activités d'exploration ont été soutenues dans le delta du Mackenzie, elles ont augmenté dans la partie centrale du Mackenzie (Sahtu) et ont chuté dans la partie sud des Territoires du Nord-Ouest. Les seuls travaux de développement sur le terrain ont été exécutés dans le sud des Territoires du Nord-Ouest, principalement dans le champ des collines Cameron.

Aucune activité ciblant le pétrole ou le gaz naturel n'a été effectuée au Nunavut ou dans les zones extra-côtières du Nord.

Le tableau contenant les statistiques sur le forage offre un résumé des activités de forage. Le nombre total de mètres forés aux Territoires du Nord-Ouest a chuté en 2004, passant d'un sommet de 52 725 m en 2003 à 28 418 m. Dans la partie centrale de la vallée du Mackenzie, les forages d'exploration ont surtout été exécutés dans les collines Colville (quatre nouveaux puits forés), qui sont situées dans la partie centrale du Mackenzie (Sahtu), ainsi que dans la plaine du Mackenzie, au sud de Tulita et à l'ouest du fleuve Mackenzie (un puits), et à l'est du Mackenzie et au nord de Fort Good Hope (un puits). Deux des puits forés dans les collines Colville sont situés sur des terres privées du Sahtu.

Dans le delta du Mackenzie, deux puits d'exploration ont été forés au début de 2004, et on a amorcé le forage d'un autre puits juste avant la fin de l'année, à la suite d'une période de gel hâtif.

Il est intéressant de constater que le nombre total de puits forés aux Territoires du Nord-Ouest en 2004 est le même que celui de puits forés uniquement dans la partie sud de ceux-ci l'année précédente. Cette année, on a seulement foré deux puits d'exploration dans le sud des Territoires du Nord-Ouest, une chute qui témoigne de l'expiration d'un grand nombre de permis de prospection.

Les travaux de forage ont commencé le 12 janvier 2004 dans le sud des Territoires du Nord-Ouest, le 16 janvier, dans la partie centrale de la vallée du Mackenzie, et le 4 février, dans le delta du Mackenzie. Les activités de forage d'hiver ont été terminées entre le 21 et le 24 mars dans le sud des Territoires du Nord-Ouest et dans la partie centrale, sauf dans les sites accessibles par des routes toute-saison. Un puits a été foré durant l'été, dans un site d'accès facile, très proche du fleuve Mackenzie. Dans le delta du Mackenzie, les travaux de forage ont été interrompus le 23 avril.

En 2004, l'Office national de l'énergie a autorisé huit programmes géophysiques et géologiques réalisés par l'industrie. De ce

nombre, quatre étaient des programmes d'acquisition sur le terrain de données sismiques totalisant 189 km de levés bidimensionnels (2D) exécutés dans le cadre d'un des programmes, et 804 km² de levés tridimensionnels (3D). Les autres programmes autorisés comprennent un programme de prélèvement d'échantillons géologiques et géochimiques et deux programmes d'études géologiques sur le terrain. Enfin, un programme portait sur l'achat de bases de données et le retraitement de données, sans travaux de terrain connexes. Le tableau contient un résumé des programmes géologiques et géophysiques.

Tableau 7: Statistique sur le forage - 2004

2004 BILAN DE FORAGE

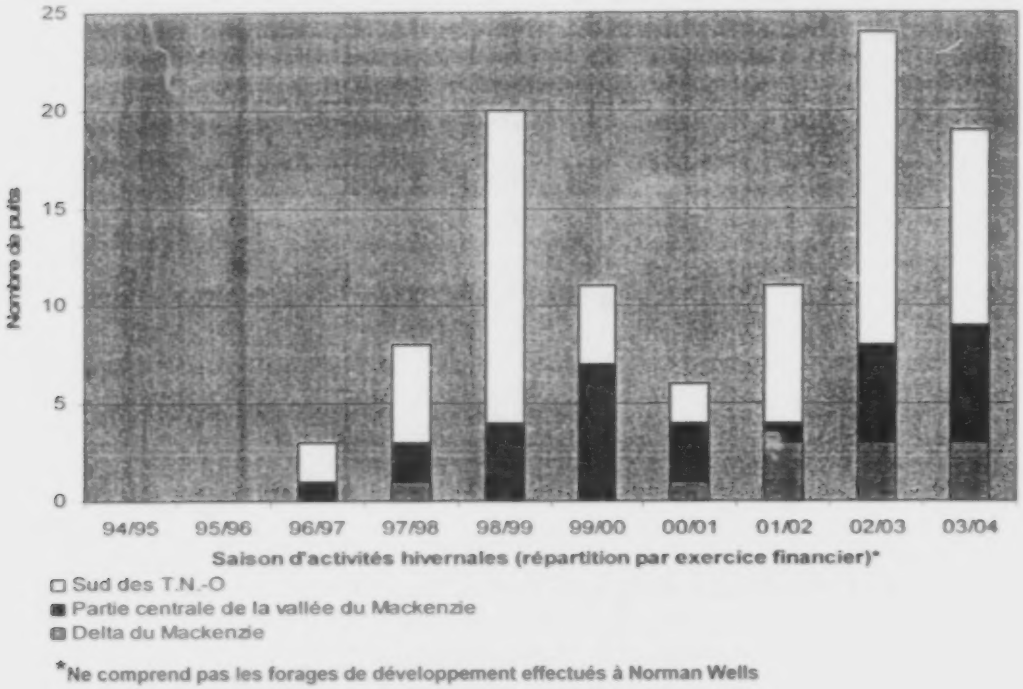
Nom du puits	LAT	LONG	CLASSE[1]	Profondeur du puits (m)	metres 2004 (m)	Démarrage	Unité Lib.	État des travaux [2]	Unité de forage	Permis de prospection [3]
Partie sud des Territoires du Nord-Ouest										
ANADARKO ARROWHEAD RIVER F-56	60.5917	-122.9295	D	2847	367	21-Jan-04	6-Feb-04	P&S	Shehtah 5E	EL383
ANADARKO ARROWHEAD RIVER K-35	60.5773	-122.8631	E	2812	2160	7-Feb-04	25-Feb-04	P&S	Shehtah 4	EL383
ANADARKO EMILE LAKE A-77	60.7693	-122.7261	E	2265	2265	2-Mar-04	21-Mar-04	P&S	Akita 37	SDL010
CHEVRON ET AL LIARD 3K-29 [4]	60.4784	-123.5845	D	3692.7	3692.7	12-Jan-04	23-Feb-04	P&S	Akita 58E	PL09
PARAMOUNT ET AL CAMERON B-38	60.1204	-117.6053	P	1652	1647.4	22-Feb-04	5-Mar-04	P&S	Precision 247	PL14
PARAMOUNT ET AL CAMERON C-16	60.0842	-117.5435	D	1454	1449.4	7-Mar-04	16-Mar-04	P&S	Precision 247	SDL103
PARAMOUNT ET AL CAMERON F-19	60.1385	-117.5543	D	1481	1476	4-Feb-04	11-Feb-04	P&S	Concord 31	PL05
PARAMOUNT ET AL CAMERON K-19	60.1439	-117.5519	D	1484	1478.5	12-Feb-04	20-Feb-04	P&S	Precision 247	PL05
PARAMOUNT ET AL CAMERON O-19	60.1463	-117.5445	D	1659	1659	13-Jan-04	25-Jan-04	P&S	Concord 31	PL05
CHEVRON ET AL LIARD 2M-25 [5]	60.4142	-123.5873	P	4324	4315	31-Mar-04	13-Jun-04	P&S	Akita 48UE	PL11
Paritie centrale de la vallée du Makenzie										
APACHE PARAMOUNT LAC MAUNOIR C-34	67.2173	-125.1157	E	945		6-Feb-04	23-Feb-04	P&S	Akita 51	EL399
APACHE PARAMOUNT WEST NOGHA K-14	66.5609	-126.0508	E	1404	1398.3	1-Mar-04	21-Mar-04	P&S	Akita 51	SA
DEVLAN MOOSE LAKE D-07	66.3887	-125.9000	E	900	895	30-Aug-04	9-Sep-04	P&A	Akita 51	EL413
ECA ET AL BEGADÈH J-66	64.5919	-125.1936	E	1425	1420.6	28-Jan-04	15-Feb-04	P&A	Akita 55	EL392
NORTHROCK ET AL SUMMIT CREEK B-44	64.3840	-125.8896	E	3064	3057.8	16-Jan-04	24-Mar-04	P&S	Akita 40	EL397
PARAMOUNT APACHE NOGHA B-23	66.5349	-125.8259	E	1476	1472	9-Feb-04	19-Mar-04	P&S	Nabors 62	SA
Delta du Mackenzie										
CHEVRON ET AL ELLICE I-49	69.1261	-135.9260	E	3806	3793.3	4-Feb-04	16-Apr-04	P&S	Akita Equtak 63	EL404
CHEVRON ET AL OLIVIER H-01	69.1719	-136.0040	E	3510	458	19-Dec-04			Akita 63	EL422
ENCANA ET AL UMIAK N-16	69.4314	-134.3154	E	3101	3091.5	18-Feb-04	23-Apr-04	P&S	Akita Equtak 62	EL384

[1] Classe: E=puits de prospection; D=puits de délimitation; P=puits de développement
[2] État des travaux: P&S= Bouché et suspendu; P&A= Bouché et abandonné; PR=production
[3] Permis de prospection: EL= permis de prospection; SDL= attestations de découverte importante; SA=terres Sahtu
[4] Remplacé par le Paramount et al Liard 3K-29 durant l'année
[5] Remplacé par le Paramount et al Liard 2M-25 durant l'année

Tableau 8: Acquisition de données sismiques

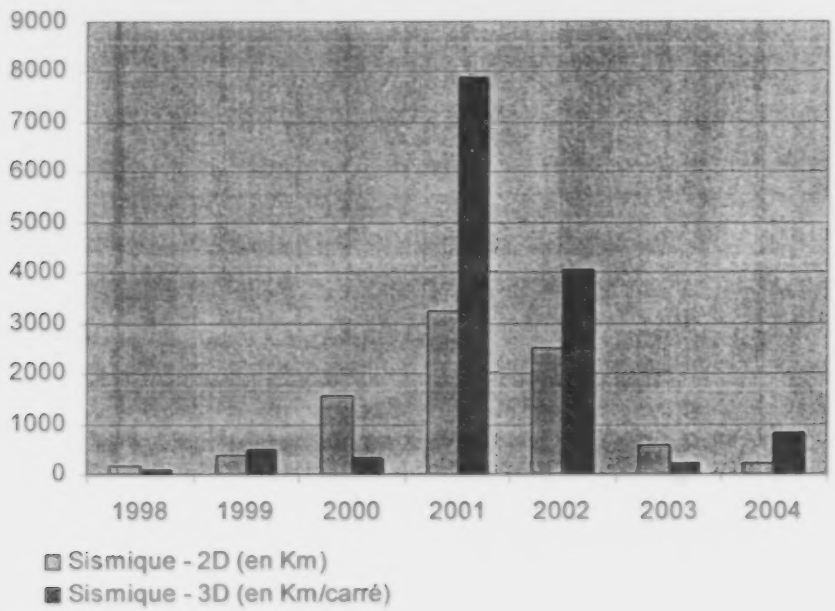
	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004
Sismique - 2D (en Km)	171,0	381,0	1554,0	3251,0	2506,0	586,0	189,0
Sismique - 3D (en Km/carré)	94,5	485,0	307,0	7893,0	4060,0	194,0	804,0

Diagramme 1: Puits forés



*Ne comprend pas les forages de développement effectués à Norman Wells

Diagramme 2: Acquisition de données sismiques



MISE EN VALEUR ET PRODUCTION

À la fin de l'année, sept champs pétroliers et gaziers étaient en production dans les Territoires du Nord-Ouest. Aucun champ ne l'était cependant au Nunavut ou au large des côtes dans les eaux de l'Arctique. Parmi les champs en production, quatre champs gaziers et un champ pétrolier et gazier se trouvent dans la partie sud des Territoires du Nord-Ouest, le champ pétrolier de Norman Wells dans la partie centrale de la vallée du Mackenzie et le champ gazier Ikhil dans le delta du Mackenzie.

La production totale de gaz naturel dans les Territoires du Nord-Ouest s'élevait à 713,0 x 10^6 m^3 en 2004, soit 27 p. 100 de moins que l'année précédente, cette diminution étant en grande partie attribuable à une forte baisse des taux de production du champ « K-29 » de Fort Liard.

La production totale de pétrole se situait à 1 235,3 x 10^3 m^3 (7,8 millions de barils), ce qui représente un fléchissement de 4 p. 100 par rapport à l'année précédente. Le champ pétrolier de Norman Wells, exploité par Imperial Oil, assure 96 p. 100 de la production totale. La diminution continue de sa production a été en partie contrebalancée par la hausse de production du champ de Paramount, dans les collines Cameron, dans la partie sud des Territoires du Nord-Ouest.

Tableau 9: Production de pétrole et de gaz

	1999	2000	2001	2002	2003	2004
Production de pétrole (milliers de m^3)						
Norman Wells* (G001 - Imperial Oil)	1549.1	1434.3	1432.2	1375.4	1254.6	1186.7
Cameron Hills (G010 - Paramount)				1.1	28.5	48.6
Total	**1549.1**	**1434.3**	**1432.2**	**1376.5**	**1283.1**	**1235.3**
Production de gaz (millions de m^3)						
Norman Wells* (G001 - Imperial Oil)	126.5	125.6	130.2	123.3	108.6	103.7
Pointed Mountain (G003 - Canadian Forest Oil)	21.0	17.1	9.2	Shut-in	Shut-in	Shut-in
Ikhil (G005 - AltaGas)	3.3	10.0	13.2	14.8	15.2	16.1
Fort Liard (G-006 -"F-36" - Paramount)		66.3	71.8	38.8	16.5	11.2
Fort Liard (G007 - "K-29" - Paramount**)		490.1	1213.6	834.1	680.3	465.4
Fort Liard (G008 - "P-66A" - CNRL)		60.1	1.8	Shut-in	9.8	Shut-in
Southeast Fort Liard (G009 - "N-01" - Paramount)			33.2	61.9	51.1	48.1
Cameron Hills (G010 - Paramount)				124.1	98.9	68.5
Total	**150.8**	**769.2**	**1472.9**	**1197.0**	**980.4**	**713.0**

Notes:
* Le code de champ <<G00_>> est attribué par l'office national de l'énergie
** Changement d'opérateur de Chevron à Paramount durant 2004

Diagramme 3: Production du pétrole

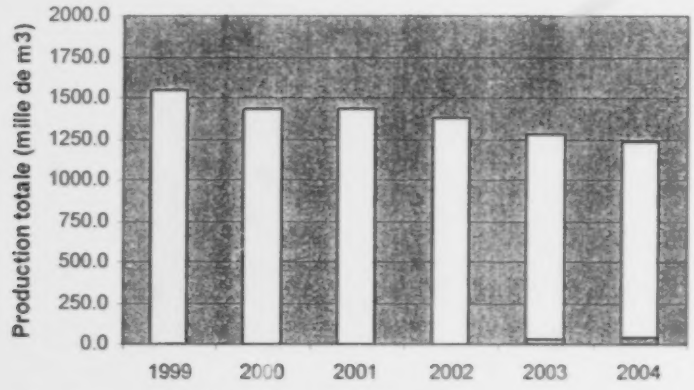


Diagramme 4: Production du gaz

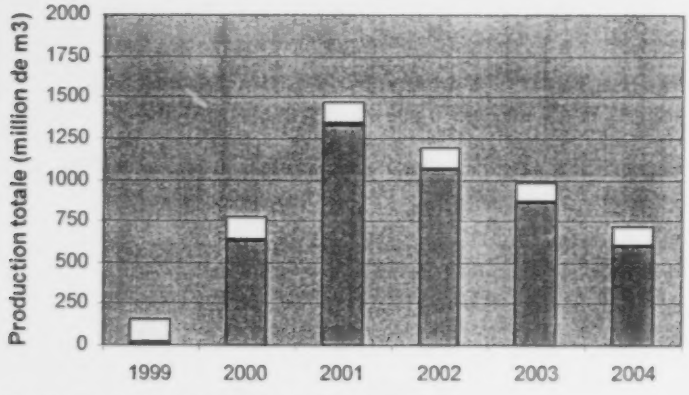
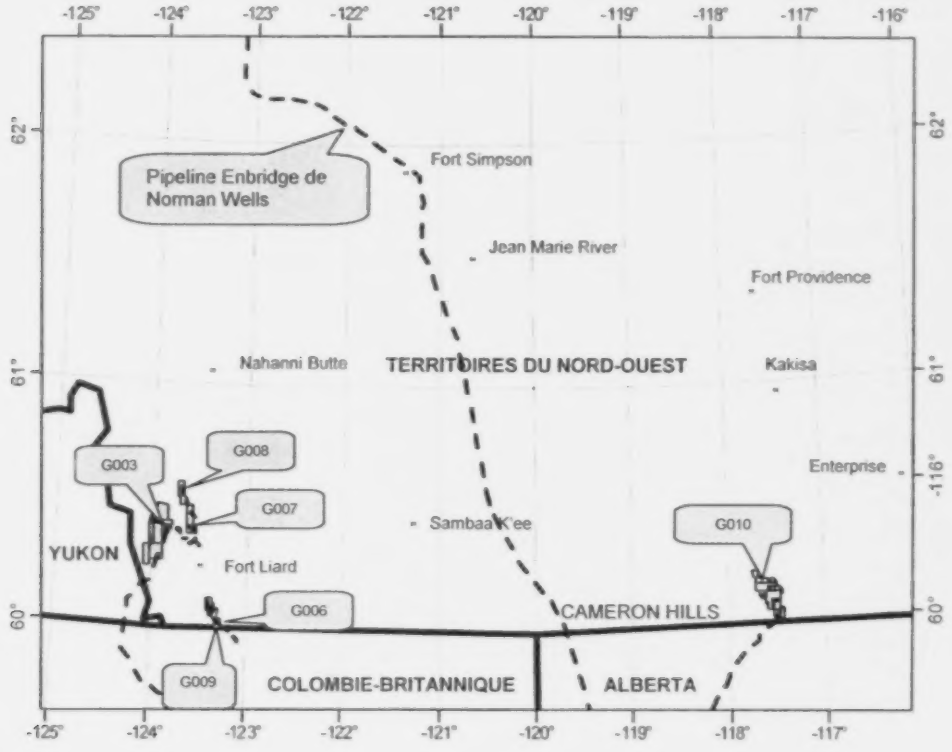
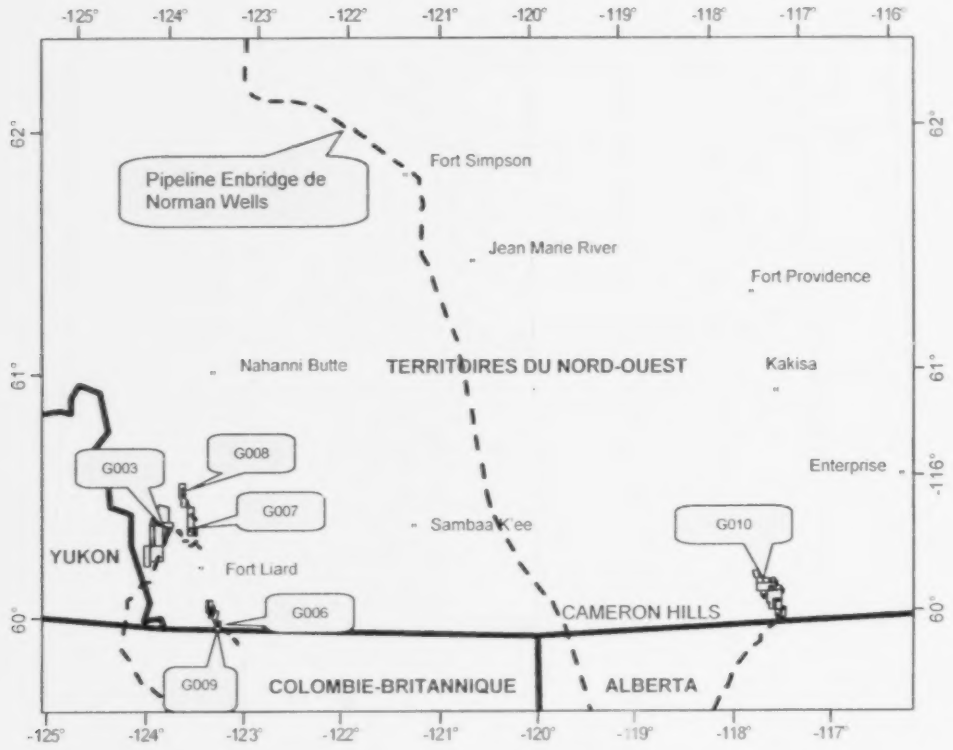


Diagramme 5: Champs productifs - partie sud des Territories du Nord-Ouest



code de gisement	nom du champ	permis
G003	Pointed Mountain	PPL 01- 09
G006	Paramount Fort Liard "F-36"	PL 07, PL08
G007	Chevron Fort Liard "K-29"	PL09, PL11
G008	Canadian Natural Resources Limited Fort Liard "P-66A"	PL10
G009	Paramount Southeast Fort Liard "N-01"	PL12
G010	Paramount Cameron Hills	PL03-05, PL13-18

Diagramme 5: Champs productifs - partie sud des Territories du Nord-Ouest



code de gisement	nom du champ	permis
G003	Pointed Mountain	PPL 01- 09
G006	Paramount Fort Liard "F-36"	PL 07, PL08
G007	Chevron Fort Liard "K-29"	PL09, PL11
G008	Canadian Natural Resources Limited Fort Liard "P-66A"	PL10
G009	Paramount Southeast Fort Liard "N-01"	PL12
G010	Paramount Cameron Hills	PL03-05, PL13-18

LES REDEVANCES

Les redevances versées sur la production du pétrole et du gaz naturel dans le Nord, pour l'année civile 2004, se sont chiffrées à 20 558 915 $, les recettes totales s'élevant, quant à elles, à 37 562 000 $. Le fléchissement de 16 p.100 des redevances est en grande partie attribuable à la diminution de la production de gaz naturel dans le sud des Territoires du Nord-Ouest. Dans le calcul des redevances la hausse des prix du pétrole et du gaz naturel a permis de compenser, en partie, la baisse de production.

Tableau 10: Les recettes tirées du pétrole et du gaz (en dollars canadiens)

	1999	2000	2001	2002	2003	2004
Redevances	7 138 169	13 433 264	24 656 709	21 751 369	24 492 180	20 558 915
Locations	3 245	2 800	993	2 621	978	61 111
Assurance/frais d'enregistrement	16 766	51 589	12 733	17 800	5 471	8 600
Renonciation aux depots sur les travaux	289 874	1 342 385	0	2 392 150	954 812	16 933 374
Total	7 448 054	14 830 038	24 670 435	24 163 940	25 453 441	37 562 000

Examen de la réglementation

Un projet en cours vise à examiner et moderniser le Règlement sur les redevances relatives aux hydrocarbures provenant des terres domaniales. Il a pour objectifs de déterminer quelles dispositions du règlement peuvent être modernisées afin de mieux répondre aux exigences actuelles en matière de détails pratiques d'exploitation, de renforcer les critères de responsabilité au chapitre des redevances et les mesures de garantie de versement de celles-ci, d'accroître l'application équitable du règlement et de simplifier l'administration des redevances.

Vérifications et évaluations

Une vérification, entreprise en 2003, a été achevée cette année. Une nouvelle vérification a été entreprise en 2004 et à la fin de l'année, elle était toujours en cours.

SOURCES DE RENSEIGNEMENTS ADDITIONNELLES

La Direction générale du pétrole et du gaz du Nord

Veuillez d'abord consulter notre site Web à l'adresse www.ainc-inac.gc.ca/oil

La ministére des Affaires indiennes et du Nord Canada compte plusieurs sources d'information sur le pétrole et le gaz, l'environnement et l'utilisation des terres. Pour obtenir des renseignements précis, veuillez inclure le nom de la source appropriée dont la liste est donnée plus bas, accompagné de l'adresse postale générale du Ministère.

Adresse postale
Direction générale du pétrole et du gaz du Nord

Affaires indiennes et du Nord Canada
Ottawa (Ontario) K1A 0H4
Canada

Par messager seulement
Direction générale du pétrole et du gaz du Nord
6e étage, 10, rue Wellington
Gatineau (Québec) K1A 0H4
Téléphone : (819) 997-0877
Télécopieur : (819) 953-5828
Internet : http://www.ainc-inac.gc.ca/oil

Des renseignements sur le régime de gestion des ressources, des demandes de nominations et de soumissions, et d'autres informations connexes : Régime foncier- Téléphone : (819) 997-0221.

Des renseignements sur les procédures et les règlements concernant l'enregistrement, les permis de prospection, de production et reliés aux découvertes importantes, les transferts, les notifications, et les cartes - Administrateur des droits, Bureau du directeur, téléphone : (819) 953-8529.

De l'information sur l'histoire de l'exploration dans le Nord et sur les activités géologiques et géophysiques - Géologue pétrolier principal, téléphone : (819) 953-8722.

De l'information sur les exigences du régime des avantages associées aux nouveaux programmes d'exploration sur les terres dans les Territoires du Nord-Ouest est disponible auprès du bureau régional du Ministère dans les Territoires du Nord-Ouest - Téléphone : (867) 669-2618; pour le Nunavut et le large des côtes dans le Nord, l'information est disponible auprès de la Direction générale du pétrole et du gaz du Nord - Téléphone : (819) 994-0348.

Des renseignements sur la politique des redevances et la présentation des redevances - Gestionnaire, Politique financière et Administration des redevances - Téléphone : (819) 953-9488.

Division du développement du pétrole et des avantages
Bureau régional des Territoires du Nord-Ouest
Affaires indiennes et du Nord Canada
4915, 50e rue, Case postale 1500
Yellowknife (T. N.-O.) X1A 2R3
Téléphone : (867) 669-2618
Télécopieur : (867) 669-2409
Fax: (867) 669-2409

Autres sources d'information

On peut obtenir aussi de l'information concernant les sujets suivants, aux bureaux de l'Office national de l'énergie, à l'adresse ci-dessous :

- Bureau du soutien de la réglementation : renseignements sur l'exploration, la mise en valeur, la production, le transport par pipeline et l'exportation;
- Bureau d'information sur les terres domaniales : cartes, information technique, rapports géologiques et géophysiques et rapports et dossiers sur l'histoire des puits.
- Direction générales de l'environnement : secrétariat du conseil de gestion du Fonds pour l'étude de l'environnement.

Office national de l'énergie
444 - 7e Avenue Sud-Ouest
Calgary (Alberta) T2P 0X8
Téléphone : (403) 292-4800
Télécopieur : (403) 292-5503

La Commission géologique du Canada (Calgary) offre l'accès aux installations publiques de consultation et d'échantillonnage des carottes et des échantillons, ainsi qu'à l'information sur les puits forés au nord du 60e parallèle :

Institut de géologie sédimentaire et pétrolière
3303 - 33e Rue Nord-Ouest
Calgary (Alberta) T2L 2A7
Téléphone : (403) 292-7000
Télécopieur : (403) 292-5377

Information sur les puits forés dans la baie de Baffin, région du détroit de Davis :

Entreposage des carottes et laboratoire
Commission géologique du Canada (Atlantique)
Institut océanographique de Bedford
C.P. 1006
Dartmouth (Nouvelle-Écosse) B2Y 4A2
Téléphone : (902) 426-6127
Télécopieur : (902) 426-4465
Internet : hardy@agc.bio.ns.ca

Indian and Northern Affairs Canada
Affaires indiennes et du Nord Canada